

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Estudo do recurso solar fotovoltaico: Previsão e dimensionamento de um parque fotovoltaico de média potência

Leonel Isidoro Azevedo Pestana



Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Co-orientador: Eng. Edgar Arieira

12 de Fevereiro de 2017

Resumo

Perante as contínuas preocupações ambientais geradas pelos combustíveis fósseis, surge a necessidade de investir em soluções que visam o aproveitamento energético através de fontes de origem renovável. A presente dissertação focaliza-se assim no estudo do recurso solar fotovoltaico, sendo especialmente direcionada para o procedimento a seguir para projetar um parque fotovoltaico de 1MW ligado à rede.

É de extrema importância dimensionar todos os equipamentos pertencentes ao sistema fotovoltaico de forma a que estes providenciem a eficiência e produção energética pretendida, e também operem em segurança. Como tal é essencial uma compreensão geral dos conceitos inerentes à produção de energia solar, assim como do funcionamento dos principais tipos de equipamento utilizado, salientando o gerador fotovoltaico, os inversores, as caixas de ligação e a cablagem de baixa tensão.

A maximização do rendimento obtido por um módulo fotovoltaico depende naturalmente do ângulo de inclinação ótimo e dos dados de radiação solar que são utilizados para o calcular, pelo que foi estudado um algoritmo geral que permite compreender os cálculos intrínsecos à sua obtenção. Visto que os módulos fotovoltaicos raramente operam nas máximas condições para as quais foram desenvolvidos e atualmente têm visto o seu preço descer consideravelmente, foram realizados estudos de sobredimensionamento que visam instalar uma potência no sistema maior que a sua potência nominal. Desta forma aumenta-se consideravelmente a energia gerada pela instalação, podendo assim ser atingidos os valores de produção pretendidos.

Antes de injetar a energia na rede elétrica foi dimensionada uma rede de média tensão que operará em corrente alternada. Esta rede será utilizada para estabelecer a conexão entre o parque fotovoltaico e o ponto de interligação à rede de transporte do local de estudo, Phu Lac, no Vietname. Por último, um estudo económico foi tido em conta com o objetivo de avaliar o impacto dos incentivos criados pelo governo vietnamita.

Palavras-Chave: Ângulo de Inclinação Ótimo, Energia Solar Fotovoltaica, Média Potência, Parque Fotovoltaico Ligado à Rede, Radiação Solar, Sobredimensionamento, Vietname

Abstract

Due to continuous environmental concerns regarding fossil fuels, there is a need to invest in solutions that aim for the use of energy through sources of renewable origin. The present dissertation focuses on the study of solar photovoltaic resources, being especially directed on the procedure to be followed in order to design a photovoltaic central of 1MW connected to the grid.

It is of extreme importance to scale all the equipment of the photovoltaic system so that it provides the required efficiency and production, safely. As such, a general understanding of the concepts inherent to the production of solar energy is essential, as well as the operation of the main types of equipment used, emphasizing the photovoltaic generator, inverters, connection boxes and low voltage wiring.

The maximization of the yield obtained by a photovoltaic module depends on the optimal inclination angle and the solar radiation data that is used to calculate it, therefore a general algorithm has been studied which allows understanding the calculations intrinsic to its attainment. Since photovoltaic modules rarely operate in the maximum conditions in which they have been developed and have currently seen a considerable decrease in their price, oversizing studies have been carried out aiming to install a power in the system greater than its nominal power. By doing so, the energy generated by the plant is considerably increased, thus achieving the desired production values.

Before injecting power into the grid, a medium voltage grid was designed to operate on alternating current. This network will be used to establish the connection between the photovoltaic central and the point of interconnection to the transport network of the study site, Phu Lac, in Vietnam. Finally, an economic study was taken into account in order to assess the impact of the incentives created by the Vietnamese government.

Keywords: Grid Connected Photovoltaic Power System, Medium Power, Optimum Inclination Angle, Oversizing, Photovoltaic Solar Energy, Solar Radiation, Vietnam

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Sr. Prof. António Machado e Moura e Sr. Eng. Edgar Arieira, pela oportunidade que me foi dada em realizar esta dissertação a nível empresarial na área das Energias Renováveis, assim como pela disponibilidade, apoio e sabedoria transmitidas ao longo de toda a jornada.

Aos meus pais, João e Catarina, e aos meus irmãos, por acreditarem em mim e lutarem incansavelmente na minha formação enquanto estudante e, sobretudo, enquanto pessoa. Vocês são a base de tudo o que sou e de tudo o que almejo ser.

A ti, Jessica, por dares cores vivas à minha vida desde sempre. Tornas tudo mais fácil, único e especial.

Aos meus amigos de sempre, pelos momentos que vivemos e sempre me inspiraram a lutar e seguir em frente.

Por fim, a todas as pessoas que tive o prazer de conhecer ao longo de toda a jornada que percorri desde que pisei a cidade do Porto e que me ajudaram a trilhar o caminho que escolhi.

Obrigado,

Leonel Isidoro Azevedo Pestana

“Per aspera ad astra”

Provérbio latim

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos	1
1.3	Panorama geral do Vietname	2
1.4	Caso de estudo	3
1.5	Estrutura da Dissertação	3
2	Estudo do recurso solar fotovoltaico	5
2.1	Princípios básicos da energia solar	5
2.1.1	Radiação Solar	5
2.1.2	Movimentos Terra-Sol	6
2.1.3	Medição da Radiação	8
2.2	Contexto histórico da energia solar fotovoltaica	9
2.3	A célula fotovoltaica	11
2.3.1	Princípio de funcionamento	11
2.3.2	Circuito equivalente	12
2.3.3	Curva de característica I-V	13
2.3.4	Tipos de células	14
2.4	Encadeamento de células e módulos	17
2.5	Variação do desempenho solar fotovoltaico	18
2.5.1	Efeito da temperatura e da radiação na célula	18
2.5.2	Efeito de sombreamento e deposição de sujidade	19
2.6	Constituição de um parque FV ligado à rede	20
2.7	Considerações finais	22
3	Constituição de um sistema fotovoltaico ligado à rede: Processos e metodologias	23
3.1	Análise da zona geográfica	23
3.2	Gerador Fotovoltaico	24
3.2.1	Escolha dos módulos fotovoltaicos	24
3.2.2	Determinação do ângulo de inclinação e de orientação dos módulos	24
3.2.3	Distância entre fileiras de módulos	27
3.2.4	Estrutura de montagem dos módulos	29
3.3	Inversor	29
3.3.1	Escolha do inversor	29
3.3.2	Tensão máxima DC	30
3.4	Análise de desempenho para sistemas fotovoltaicos	31
3.4.1	Efeitos do sobredimensionamento	31
3.4.2	Parâmetros de desempenho	32

3.5	Configuração do sistema	33
3.5.1	Número de módulos fotovoltaicos e de inversores	34
3.5.2	Determinação da disposição dos módulos fotovoltaicos	34
3.6	Caixas de ligação (Lado DC)	36
3.7	Dimensionamento dos cabos DC	37
3.7.1	Cabo Solar	38
3.7.2	Cabo BT	39
3.7.3	Perdas totais DC	40
3.8	Rede MT	41
3.8.1	Esquema geral	41
3.8.2	Escolha do transformador	42
3.8.3	Cablagem AC	42
3.8.4	Poste de corte e seccionamento	43
3.9	Análise Económica	44
3.10	Considerações finais	46
4	Dimensionamento e estudo de caso: Phu Lac, Vietname	47
4.1	Análise da localização	47
4.2	Previsão da configuração dos módulos fotovoltaicos	48
4.3	Escolha do equipamento e definição do Caso A e Caso B	50
4.4	Configuração e <i>layout</i> do sistema fotovoltaico (Lado DC)	52
4.4.1	Número mínimo e máximo de módulos em série e número máximo de fileiras	52
4.4.2	Análise da distância entre fileiras	53
4.4.3	Análise de desempenho do sistema fotovoltaico	55
4.4.4	Configuração e <i>layout</i> final do parque	59
4.4.5	Dimensionamento dos cabos	60
4.4.6	Esquema unifilar DC	66
4.5	Dimensionamento da rede MT	68
4.5.1	Considerações iniciais de dimensionamento	68
4.5.2	Dimensionamento da cablagem AC	69
4.5.3	Escolha do nível de tensão MT	70
4.5.4	Energia injetada na rede	71
4.5.5	Esquema unifilar da rede MT	71
4.6	Análise económica	72
4.7	Considerações finais	74
5	Conclusões e Trabalho Futuro	75
5.1	Conclusão	75
5.2	Trabalhos futuros	76
A	Mapas do recurso solar no Vietname	77
A.1	Mapa da média diária anual da irradiação global horizontal	77
A.2	Mapa da média diária anual da irradiação solar direta	78
B	Algoritmo para cálculo do ângulo de inclinação ótimo	79
B.1	Fluxograma	79
B.2	Código desenvolvido	80

C	Datasheets do equipamento utilizado	83
C.1	Modulo: TSM-PD14-320	84
C.2	Modulo: Sunmodule SW 340 XL Mono	85
C.3	Inversor: Ingecon 250TL U X208	86
C.4	Inversor: PVS800-57-0250kW-A	87
C.5	Caixa de ligação	88
D	Layouts	89
D.1	Layout A	90
D.2	Layout B	91
E	Dimensionamento dos cabos DC	93
E.1	Caso A	93
E.2	Caso B	95
F	Esquemas unifilares do lado DC	97
F.1	Esquema unifilar do Caso A	98
F.2	Esquema unifilar do Caso B	99
G	Esquema unifilar do lado MT	101
G.1	Esquema unifilar MT do Caso A e B	102
	Referências	103

Lista de Figuras

2.1	Componentes da irradiação solar, ao entrar na atmosfera.	5
2.2	Representação do movimento Sol-Terra.	6
2.3	Vista para os diferentes ângulos entre o Sol e a Terra.	7
2.4	Vista para os diferentes ângulos entre os raios solares e um painel.	8
2.5	Equipamentos que permitem medir a radiação solar.	9
2.6	Estrutura convencional de uma célula FV.	11
2.7	Circuito real equivalente de uma célula FV.	12
2.8	Curva de característica I V de uma célula FV.	13
2.9	Células de silício cristalino.	15
2.10	Evolução entre célula, módulo e painel FV	17
2.11	Curva de características para painéis ou células em série ou paralelo.	18
2.12	Efeitos causados pela temperatura e radiação numa célula FV.	19
2.13	Deposição de poeiras.	20
2.14	Esquema de um parque FV industrial ligado á rede.	21
3.1	Distância entre fileiras de painéis FV.	28
3.2	Estrutura de montagem de módulos.	29
3.3	Vantagens da escolha de um sistema de 1000VDC em detrimento de 600VDC.	30
3.4	Efeitos do sobredimensionamento.	31
3.5	Ligação de painéis em série.	36
3.6	Constituição típica de uma rede MT num parque FV de média potência.	41
4.1	Mapa da localização de Phu Lac, no Vietname.	47
4.2	Variação ambientais no Vietname. Fonte: <i>Meteonorm</i>	48
4.3	<i>Output</i> do método de cálculo para o ângulo de inclinação ótimo.	50
4.4	Efeitos do sobredimensionamento no sistema FV do Caso A.	56
4.5	Energia produzida pelo gerador FV do Caso A.	57
4.6	Desempenho do gerador FV, para o Caso A, referente à média do dia médio de cada mês.	57
4.7	Efeitos do sobredimensionamento no sistema FV do Caso B	59
4.8	Ligação da fileira 1 à caixa de ligação SB1.1 e posterior ligação ao inversor 1.	61
4.9	Equipamentos que fazem parte do percurso Fileira 1 > Caixa de ligação 1.1 > Inversor 1, desenhado através do <i>Google Sketchup</i>	61
4.10	Percentagem de perdas finais para o Caso A.	65
4.11	Percentagem de perdas finais para o Caso B.	66
4.12	<i>Layout</i> do sistema FV, demonstrativo dos vários grupos existentes (Caso A).	66
4.13	<i>Layout</i> do sistema FV, demonstrativo dos vários grupos existentes (Caso B).	66

4.14	<i>Layout</i> do sistema FV, demonstrativo dos equipamentos DC pertencentes ao grupo 1 (Caso A).	67
4.15	Circuito unifilar do lado DC, correspondente ao grupo 1 do Caso A.	67
4.16	Esqueça unifilar inicial da rede MT.	68
4.17	<i>Break even point</i> do projecto do parque FV do caso A.	73
A.1	Mapa da média anual da radiação global horizontal, no Vietname.	77
A.2	Mapa da média anual da radiação solar diária direta, no Vietname.	78
B.1	Fluxograma para o cálculo do ângulo de inclinação anual, e mensal, ótimo. . . .	79

Lista de Tabelas

2.1	Principais eventos na história do FV.	10
2.2	Principais tipos de células solares.	14
3.1	Dias mensais recomendados para analisar a radiação média diária, de cada mês. .	25
3.2	Caraterísticas dos cabos a utilizar no dimensionamento da rede MT, de 20 ou 30kV.	43
4.1	Valores da radiação global horizontal e do índice de atenuação, para o dia médio de cada mês.	49
4.2	Ângulos de inclinação providenciados pelas distintas plataformas.	50
4.3	Caraterísticas dos módulos FV escolhidos.	51
4.4	Caraterísticas dos inversores escolhidos.	51
4.5	Cálculo de distância entre fileiras para o Caso A.	54
4.6	Análise de sobredimensionamento para o Caso A.	55
4.7	Análise de sobredimensionamento para o Caso B.	58
4.8	Comprimentos finais dos cabos para o Caso A e B.	66
4.9	Comprimentos dos cabos MT, para o Caso A e B.	69
4.10	Tabela com as perdas totais para a rede MT do Caso A e B, para 20 e 30kV. . . .	70
4.11	Análise para escolha da tensão da rede MT, do caso A e B.	71
4.12	Análise económica realizada para o Caso A, com incentivos.	72
4.13	Análise económica realizada para o Caso A, sem incentivos.	73
4.14	Resultados finais da análise económica, para o Caso A e B, com e sem incentivos.	74
E.1	Dimensionamento do Cabo Solar do Caso A.	93
E.2	Dimensionamento do Cabo BT do Caso A.	94
E.3	Análise da queda de tensão total e perdas finais do Caso A.	94
E.4	Dimensionamento do Cabo Solar do Caso B.	95
E.5	Dimensionamento do Cabo BT do Caso B.	96
E.6	Análise da queda de tensão total e perdas finais do Caso B.	96

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternate Current</i>
BT	Baixa Tensão
CIT	<i>Corporate Income Tax</i>
DC	<i>Direct Current</i>
E	Este
FV	Fotovoltaico(a)
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MT	Média Tensão
N	Norte
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
QSA	Quadro dos Serviços Auxiliares
SB	<i>String Box</i>
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SSE	<i>Surface meteorology and Solar Energy</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TSA	Terminal dos Serviços Auxiliares
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
USD	United States Dollar
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de Símbolos

a_r	Coeficiente de regressão
a-Si	Silício amorfo
A	Ampere
b	Largura do painel
b_r	Coeficiente de regressão
C	Custo
CdTe	Telureto de Cádmio
CF	Cash Flow
CIS	Diselenieto de Cobre e Índio
CO ₂	Dióxido de Carbono
Cu	Cobre
Cu ₂ O	Óxido de cobre
d	Distância, desde o início de uma fileira ao início da seguinte
dn	Dia do ano
d1	Distância, desde o fim de uma fileira ao início da seguinte
E_{AC}	Energia existente no lado AC do inversor
E_i	Energia injetada na rede elétrica
f_c	Fator de correção
F_F	Fator de forma
G	Radiação solar
GW	Gigawatt
\bar{H}	Radiação global no plano horizontal
H_0	Radiação extraterrestre diária numa superfície horizontal
\bar{H}_0	Radiação extraterrestre, numa superfície horizontal, para o dia médio de cada mês
\bar{H}_b	Radiação direta
\bar{H}_d	Radiação difusa
\bar{H}_T	Radiação global numa superfície inclinada
i	Taxa de atualização
I	Corrente
I_0	Corrente inversa de saturação do diodo
I_2	Corrente convencional de funcionamento
I_B	Corrente de serviço
I_{CS}	Constante solar
I_D	Corrente unidirecional, interna da célula fotovoltaica
I_{ex}	Irradiância extraterrestre
I_{MED}	Corrente média
I_{mpp}	Corrente do ponto de funcionamento máximo
I_{mpp}^{max}	Corrente máxima do ponto de funcionamento máximo
I_N	Calibre do fusível
I_{ph}	Corrente gerada pelo efeito fotovoltaico
I_P	Corrente de fugas
I_{SC}	Corrente em curto circuito
I_Z	Corrente máxima admissível
I_Z'	Corrente máxima admissível corrigida
k	Constante de Boltzman
km	Quilómetro
\bar{K}_T	Índice de atenuação, para o dia médio de cada mês

kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
m	Metro
mm	Milímetro
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
\bar{n}	Número de horas por dia, em que a irradiância é superior a $100W/m$
N	Número de horas que faz sol, durante um dia
\bar{N}	Número de horas de duração do dia, para o dia médio de cada mês
$N_{inversores}$	Número de inversores
$N_{fileiras}$	Número de fileiras do sistema FV
N_{max}	Número máximo
N_{min}	Número mínimo
N_{mdulos}	Número de módulos
N_S	Número de módulos em série do sistema FV
$P_{inv\ dc}$	potência de saída do inversor
P_{FV}	Potência do gerador fotovoltaico
P_{max}	Potência de pico de um módulo fotovoltaico
P_{mpp}	Potência do ponto de funcionamento máximo
P_{MED}	Perdas médias
P_N	Potência nominal do sistema
PR	<i>Performance ratio</i>
PVC	Policloreto de vinil
q	Carga do eletrão
$R_{20^\circ C}$	Resistência do cabo (a $20^\circ C$)
$R_{90^\circ C}$	Resistência do cabo (a $90^\circ C$)
R_b	Função que depende da transmitância da atmosfera
R_S	Resistência que modeliza as quedas de tensão nos contactos exteriores da célula
R_{SD}	Rácio de sobredimensionamento
R_P	Resistência que modeliza as correntes de fuga
Si	Silício
Se	Selénio
t	Ano
T	Temperatura
U_{MT}	Tensão da rede de média tensão
V	Tensão ou Volts
VDC	Tensão em corrente contínua
V_{mpp}	Tensão do ponto de funcionamento máximo
V_{mpp}^{max}	Tensão máxima do ponto de funcionamento máximo
V_{MPP}^{min}	Tensão mínima do ponto de funcionamento máximo
V_{OC}	Tensão de curto-circuito
V_t	Tensão térmica
Y_{RY}	<i>reference yield</i>
Y_{SY}	<i>specific yield</i>
W	Watt
W_p	Watt-pico
α_s	Ângulo de altitude solar

β	Ângulo de inclinação
δ	Declinação solar
$\Delta U(V)$	Queda de tensão
γ	Ângulo de azimuth do módulo
γ_s	Ângulo de azimuth solar
ω	Ângulo horário
ω_s	Ângulo de saída do sol
ω'_s	Hora angular do pôr do sol
ϕ	Latitude
ρ	Refletividade do solo
θ_z	Ângulo de zénite

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

À medida que o mundo atual se torna cada vez mais desenvolvido tecnologicamente, aumenta também a população mundial e a sua dependência energética. Isto faz com que seja necessário produzir quantidades de energia cada vez maiores para alimentar a procura. [1]

A esse dado alia-se o facto de haver uma crescente e contínua preocupação relativamente às fontes de energia fósseis, por estas possuírem níveis de poluição elevados. Além do CO_2 existem também outros tipos de emissões que são altamente prejudiciais ao ambiente, como o metano, que constitui cerca de 10% das emissões, e o óxido nitroso, numa menor percentagem. O primeiro consegue ser 28 a 30 vezes mais perigoso que o CO_2 , enquanto que o segundo tem um potencial de perigo de cerca de 265 vezes maior que este. [2]

Estes dois fatores são essenciais para se perceber que é necessário proceder à criação de soluções em prol do desenvolvimento sustentável. É necessário continuar a gerar energia suficiente para alimentar a procura, ao mesmo tempo que se reduzem os efeitos nocivos ao efeito estufa e consequente aquecimento global. Grande parte da solução consiste no aproveitamento dos recursos renováveis, como a energia solar. Nesse âmbito surgem os sistemas fotovoltaicos industriais, que além de terem como principal objetivo injetar toda a energia gerada na rede elétrica, através de uma fonte que não exige custos, têm visto o seu preço descer continuamente. [3]

1.2 Objetivos

A realização desta dissertação possui uma série de metas e objetivos que se pretendem alcançar ao dimensionar um parque fotovoltaico de média potência ligado à rede no Vietname. Os tópicos essenciais são os seguintes:

- Compreender os conceitos inerentes ao recurso solar fotovoltaico;
- Conhecer e compreender o funcionamento das principais tecnologias necessárias para realizar o projeto de um sistema fotovoltaico de média potência ligado à rede;

- Realizar uma análise à localização dada para instalar o parque fotovoltaico;
- Construir um algoritmo que calcule o ângulo de inclinação ótimo de um módulo fotovoltaico para uma dada localização;
- Dimensionar o parque fotovoltaico, desde a produção de energia no lado DC, até a injeção de energia fotovoltaica na rede elétrica mediante a utilização de uma rede MT;
- Determinar a viabilidade económica do projeto.

1.3 Panorama geral do Vietname

O Vietname esteve entregue durante longos anos à instabilidade, essencialmente devido a guerras políticas internas e externas. Em 1986 surgiu uma reestruturação, a *Doi Moi*, que conseguiu começar a devolver rumo ao país e fazer deste mais aberto ao mundo, tanto economicamente como diplomaticamente. [4]

Atualmente é um dos países asiáticos que apresenta maior estabilidade, promovendo assim um contínuo crescimento do PIB. Grande parte deste seu crescimento deu-se devido à estratégia de desenvolvimento sócio-económica de 2001-2010, que teve como objetivo primordial fazer o país deixar de ser considerado um país de terceiro mundo, tendo-a concluído com sucesso. [5]

Uma nova estratégia sócio-económica encontra-se em vigor desde 2011, e tem como objetivo principal fazer do Vietname um país cada vez mais moderno, industrializado e integrado nas políticas económicas internacionais. Com esta nova política espera-se que por volta de 2020, e com vista a 2030, o país seja considerado uma referência na Ásia. [5]

No que toca ao sector energético, o plano de desenvolvimento para 2011-2020 consiste em implementar uma série de medidas capazes de direccionar o país à estabilidade por volta de 2020. Este plano tem vindo a ser executado de forma racional e sustentável, através da utilização dos recursos primários energéticos existentes em cada ponto geográfico e também através da construção de novas instalações e linhas elétricas capazes de abastecer uma procura que foi prevista crescer cerca de 10,5%, por ano, entre 2016 e 2020, sempre tendo em vista não prejudicar os recursos naturais e ecossistema existentes. [5; 6]

De forma geral, pretende-se atingir quatro alvos específicos: [7]

- Aumentar consideravelmente a energia produzida no país, assim como as importações, com o objetivo de estabilizar o fornecimento de energia em todo o país;
- Atingir os 4,5% em 2020 e 6% em 2030, no que toca à utilização de energias renováveis;
- Promover o desenvolvimento sustentável, ao reduzir o rácio entre a energia consumida e o aumento do PIB para um valor unitário, em 2020;
- Proceder à instalação de redes elétricas por todo o país, com o objetivo de dar acesso a energia elétrica a todo o povo.

Aliado a este plano, existem estudos que estimam que o potencial energético solar é cerca de 13000MW, predominantemente no sul do país. Prevê-se que o aproveitamento deste recurso seja feito através da instalação de 850MW até 2020, 4GW em 2025 e 12GW em 2030. [6; 8]

1.4 Caso de estudo

O caso de estudo consiste no dimensionamento de um parque fotovoltaico ligado à rede no Vietname, mais precisamente Phu Lac, com uma potência nominal de 1MW e eixo fixo. Pretende-se dimensionar os principais equipamentos que caracterizam este sistema, assim como a rede MT, e posteriormente realizar uma análise económica.

A presente dissertação foi realizada em ambiente empresarial, com a empresa *CJR Renewables*. A empresa forneceu dados relativos à localização, custo dos módulos, preço de venda de energia à rede, custo do parque fotovoltaico, preços da aparelhagem de MT, dados dos cabos DC, e esquema do posto de corte e seccionamento e TSA. Também foram providenciados dados essenciais para a realização da análise económica, como as taxas de atualização, de inflação e de juros.

1.5 Estrutura da Dissertação

O primeiro capítulo consiste na introdução, na qual é realizado um enquadramento do tema a dissertar e das motivações e objetivos que levaram à sua execução. Também é feita uma breve exposição do caso de estudo, assim como um enquadramento do Vietname no panorama atual. Os seguintes capítulos são estruturados da seguinte maneira:

No capítulo 2 é descrito o Estado da Arte sobre o recurso solar fotovoltaico. São abordados tópicos desde os princípios básicos da energia solar até o processo de funcionamento de uma célula fotovoltaica, assim como à constituição típica de um parque fotovoltaico ligado à rede.

No capítulo 3 é feita uma explicação dos processos e metodologias consideradas e que permitem fazer a escolha e dimensionamento dos principais equipamentos constituintes do parque fotovoltaico, assim como da rede de média tensão. É também mencionada a abordagem a seguir perante a análise económica.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos pelos processos e metodologias consideradas no capítulo 3. Destacam-se os resultados obtidos do processo de cálculo do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, assim como da análise de sobredimensionamento, dimensionamento da rede de média tensão e, por último, a análise económica.

Por fim, o capítulo 5 consiste nas conclusões retiradas da presente dissertação, onde também se indicam trabalhos futuros que poderão ser realizados.

Capítulo 2

Estudo do recurso solar fotovoltaico

2.1 Princípios básicos da energia solar

2.1.1 Radiação Solar

Essencial para a existência de vida terrestre, o sol é uma enorme esfera de gases quentes constituída por cerca de 90% de átomos de hidrogénio, em que cada um é constituído por um próton e outro eletrão. A formação de energia provinda do sol dá-se essencialmente no núcleo, onde a temperatura e o calor são tão grandes que existe fusão de átomos de hidrogénio, gerando assim enormes quantidades de energia. Esta energia é então irradiada em todas as direções, pelo espaço, sendo que apenas uma mínima parte atinge o planeta Terra e demora cerca de 8 minutos a percorrer tal distância. A irradiância trata-se assim do fluxo radiante incidente por unidade de área de qualquer radiação eletromagnética e também é designada por radiação. A irradiação é um termo diferente, associado à energia incidente na superfície por unidade de área durante um período de tempo. [9; 10]

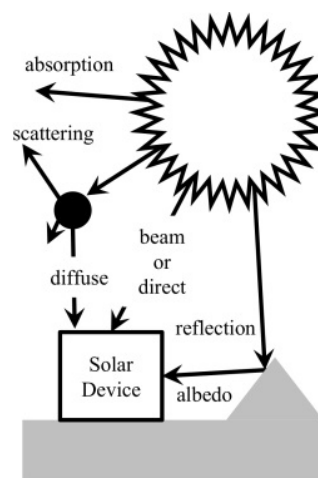


Figura 2.1: Componentes da radiação emitida pelo sol, ao entrar na atmosfera. [9]

Enquanto fora da atmosfera, toda a radiação é tratada como sendo extraterrestre. Ao passar pela atmosfera, esta divide-se em várias componentes, como se pode visualizar na figura 2.1. A radiação global é a soma da radiação direta com a difusa. A primeira é recebida em linha reta por parte do sol e a segunda é a radiação que se desvia da sua trajetória direta, seja ao ser obstruída por poeiras e gases da atmosfera ou em nuvens existentes naquele momento. Esta última normalmente integra a radiação refletida no albedo. [10]

Estima-se que apenas 50 a 70% da radiação emitida pelo sol, e que vai em direção ao planeta terra, chega a atingir a superfície deste, dependendo do dia do ano e das devidas condições climáticas como, principalmente, a presença de nuvens. [10]

2.1.2 Movimentos Terra-Sol

Entender os ângulos formados entre o planeta Terra e o Sol é essencial para se poder fazer uma análise mais detalhada à intensidade solar durante um determinado período de tempo, num dado lugar, e assim proceder a um bom dimensionamento de um sistema que usufrua deste tipo de energia.

O planeta Terra descreve uma trajetória elíptica num plano que é inclinado em relação ao plano do equador, fazendo com que, para uma dada localização, existam diferentes condições climáticas ao longo de um ano. São estes fatores que fazem surgir os equinócios e solstícios e, consequentemente, a sazonalidade da energia solar.

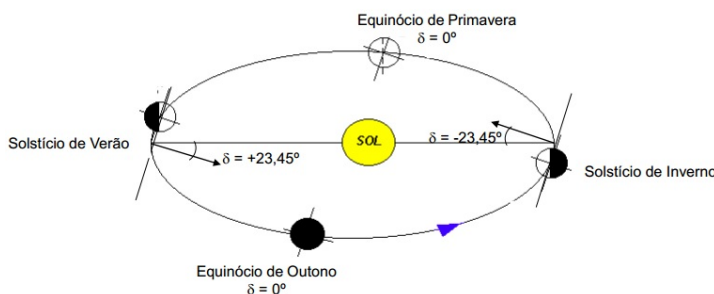


Figura 2.2: . Representação do movimento Sol-Terra. [10]

Uma localização no planeta terra é representada pela latitude (ϕ), assim como a longitude, sendo que o primeiro revela-se de maior importância no panorama da energia solar. Observando a figura 2.3, podemos dizer que a latitude é o ângulo formado entre a linha radial da referência (ou observador), na superfície terrestre, e o centro da Terra, com a sua projeção no plano equatorial. Uma localização no hemisfério norte corresponde a uma latitude positiva, enquanto que se for no sul esta passa a ser negativa. [11]

A declinação solar (δ) é definida como sendo o ângulo formado entre a linha que une o centro do planeta terra e o sol, com o plano equatorial, como se pode visualizar na figura 2.3. Na figura 2.2 é possível verificar que esta será nula nos equinócios e, no caso do hemisfério norte, positiva no verão e negativa no inverno. O seu valor absoluto máximo será de $23,45^\circ$, sendo este calculado

da seguinte maneira: [12]

$$\delta = 23.45 \times \sin\left[\frac{360 \times (284 + dn)}{365}\right] \quad (2.1)$$

– dn : Representa o dia do ano, com o valor de 1 no dia 1 de janeiro e 365 no dia 31 de janeiro.

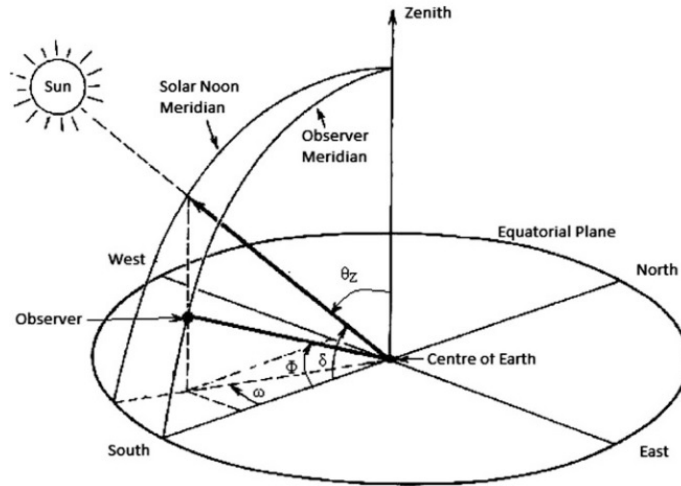


Figura 2.3: Vista para os diferentes ângulos entre o Sol e a Terra. [11]

O deslocamento angular do Sol para com o meridiano do local onde encontra-se o observador é denominado pelo ângulo horário (ω) e o seu valor muda constantemente devido ao movimento de rotação da Terra. O ângulo correspondente a 1h é 15° . No hemisfério norte, às 6h o ângulo horário é -90° , ao 12h é 0° e às 18h é 90° . [11]

Importante na determinação do número de horas em que faz luz para uma dada localização e um dado dia, e calculado segundo a equação 2.3, é o ângulo de saída do sol (ω_s). O seu cálculo depende somente da latitude do lugar e da declinação da terra, em um dado dia, e é dado segundo a equação 2.2. O número de horas que faz luz durante um dia é dado pela equação 2.3. [10; 12]

$$\omega_s = \arccos[-\tan(\delta) \times \tan(\phi)] \quad (2.2)$$

$$N = \frac{\omega_s \times 2}{15} \quad (2.3)$$

De maneira a compreender melhor os vários ângulos que incidem em um plano localizado sob a superfície terrestre, considera-se a figura 2.4, que tem como exemplo um módulo FV.

O ângulo de zênite (θ_z) é o ângulo formado entre os raios solares que incidem diretamente no módulo e o zênite, uma linha imaginária que começa no centro da terra e é perpendicular ao plano equatorial. A altitude solar (α_s) é o ângulo feito entre o módulo e os raios solares que caem diretamente sobre este. É o complemento do ângulo de zênite. O seu valor varia ao longo do dia sendo que o seu máximo evidencia-se por volta do meio dia. O ângulo de azimute solar

(γ_s) representa a distância angular entre a linha orientada a sul e uma projeção do sol no plano horizontal terrestre. [11]

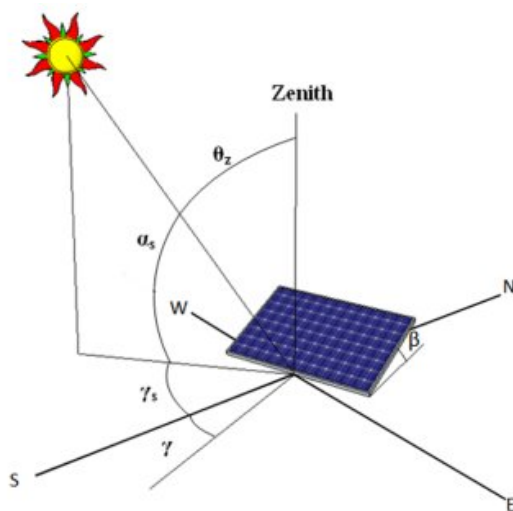


Figura 2.4: Vista para os diferentes ângulos entre os raios solares e um painel. [13]

O ângulo de inclinação (β) representa o ângulo entre o módulo FV evidenciado na figura 2.4, e o plano de uma superfície horizontal. Considera-se positivo se o módulo estiver orientado a sul, enquanto que para norte é negativo. O módulo estará na horizontal caso β seja 0° . Para um módulo solar, o ângulo de inclinação ideal depende essencialmente do seu local de montagem e da quantidade de radiação que este consegue captar, sendo que será ideal quando esta for máxima para uma dada inclinação. [11]

O ângulo azimute do módulo (γ) define-se como sendo o ângulo feito entre a linha orientada a sul e uma projeção do plano inclinado numa superfície horizontal. Convencionalmente, no hemisfério norte, 0° significa que o plano encontra-se diretamente orientado a sul. [10; 11]

Estes dois últimos ângulos, de inclinação e azimute do módulo, são fulcrais para o bom dimensionamento de um sistema que usufrua da energia solar, pelo que a sua determinação inicial são de vital importância.

2.1.3 Medição da Radiação

A medição da radiação é de vital importância para um sistema que usufrua da radiação solar como fonte de energia primária. Atualmente, muito devido ao contínuo avanço tecnológico, facilmente consegue-se verificar o potencial de produção de energia solar em qualquer ponto terrestre através de *software* desenvolvido para esse fim e também através de mapas de radiação solar.

No entanto, os dados gerados por *software* e os mapas de radiação solar muitas vezes não são totalmente precisos pois são feitos através de dados gerados por satélite ou observadores terrestres que muitas vezes encontram-se em lugares afastados, fazendo com que haja necessidade de se proceder a cálculos de interpolação complexos para obter uma aproximação dos dados relativos a

uma localização muito específica. Há que ter em conta que muitas vezes as diferenças topológicas e micro-climáticas entre lugares próximos podem resultar em centenas de horas solares anuais que não são consideradas, fazendo com que estes estudos sejam muito próximos, mas incompletos. Torna-se assim evidente que, após a escolha de uma localização, seja importante proceder ao seu devido estudo, em tempo real, ao realizar medições locais de alta qualidade da radiação solar. Não se deverá também descorar a análise dos níveis de poluição e poeira presentes diariamente, e que influenciam a radiação incidente numa superfície terrestre. [14]

Para obter este tipo de dados em tempo real recorre-se a tecnologias eficientes como o pireliómetro e o piranómetro. O primeiro mede a irradiância solar direta, enquanto o segundo mede a irradiância global. O piranómetro destaca-se ainda pela possibilidade de ser adaptado para medir a irradiância difusa ao inserir um disco de sombra que bloqueia toda a irradiância direta. [10]



(a) Exemplo de um pireliómetro.



(b) Exemplo de um piranómetro.

Figura 2.5: Equipamentos que permitem medir a radiação solar. [10]

Durante o tempo de vida útil de um sistema FV estas tecnologias são instaladas de forma a verificar se o sistema encontra-se a funcionar de maneira eficiente, permitindo também a criação de bases de dados robustas e de qualidade de um local em questão. Quando conjugadas com dados de satélite e previsões meteorológicas, torna possível a construção de modelos de previsão da produção a realizar num futuro próximo. Este ponto é de vital importância para os operadores da rede, pois assim podem conjugar outros tipos de produção energética em situações adversas para o sistema FV e tornar assim o sistema elétrico mais fiável. Do ponto de vista do sistema FV, torna-se assim possível prever o futuro rendimento energético, assim como o retorno financeiro, com maior precisão. [14]

2.2 Contexto histórico da energia solar fotovoltaica

A história do FV começou no século dezanove, quando o cientista francês Becquerel descobriu que a exposição à luz de elétrodos de platina dava origem a fenómenos elétricos. Desde aí a evolução foi constante e os passos mais marcantes desta história são referidos na tabela 2.1. [15; 16]

Tabela 2.1: Principais eventos na história do FV. [15; 16]

1839	• E. Becquerel descobriu o efeito fotogalvânico em eletrólitos líquidos
1873	• W. Smith descobriu a fotocondutividade do Selênio (<i>Se</i>)
1877	• Adams e Day descobriram a foto geração de corrente em tubos de <i>Se</i>
1883	• C. Fritts construiu a primeira célula solar, utilizando películas de <i>Se</i>
1904	• W. Hallwachs descobriu a combinação de metais foto sensitivos (<i>Cu</i> e <i>Cu₂O</i>)
1905	• A. Einstein publicou um artigo acerca do efeito fotoelétrico
1916	• R. Millikan provou experimentalmente o efeito fotoelétrico
1918	• J. Czochralski desenvolveu uma técnica de crescimento de cristais de <i>Si</i> eficaz
1954	• Bell Labs criou as primeiras células FV com 6% de eficiência
1958	• NASA inclui módulos FV no satélite Vanguard I
1959	• Hoffman Electronics cria células comerciáveis com 10% de eficiência, feitas de <i>Si</i>
1963	• Sharp Corp produz os primeiros módulos FV comerciais, de <i>Si</i>
1966	• NASA lança um observatório espacial com geração FV de 1kW
1970	• E. Berman desenha células FV com custo consideravelmente mais reduzido
1973	• U. Delaware cria a <i>Solar One</i> , uma das primeiras residências solares
1976	• Wronski fabrica as primeiras células de <i>Si</i> amorfo
1982	• Na Califórnia é criada a primeira central FV de 1MW
1982	• H. Tholstrup constrói o primeiro carro solar, denominado <i>The Quiet Achiever</i>
1985	• As células de <i>Si</i> ultrapassam a marca dos 20% de eficiência
1986	• Arco Solar comercializa o primeiro modulo de película fina
1992	• As células FV de película fina atingem os 15.9% de eficiência
1999	• A potência FV mundial acumulada atinge os 1000MW
2002	• A potência FV mundial acumulada atinge os 2000MW

Apesar do feito de E. Becquerel, C. Fritts foi um dos maiores visionários da tecnologia FV tal como a vemos hoje pois este criou, de forma propositada, a primeira célula FV. A era moderna começou por volta de 1954 quando, na *Bell Labs*, descobriu-se por acidente que, quando as luzes do quarto estavam ligadas, os díodos de junção *pn* geravam tensão. Algum tempo depois foram criadas células com 6% de eficiência e foi então possível começar a fazer estudos de maneira a aprimorar continuamente este tipo de tecnologia. [16]

Inicialmente a utilização de células FV eram feitas a nível espacial, sendo o satélite Vanguard I o primeiro a usufruir desta evolução tecnológica capaz de produzir energia FV a partir da radiação solar extraterrestre. Depois a indústria começou a dar mais ênfase às energias renováveis, principalmente devido à crise no petróleo verificada em 1973, e as células FV explodiram no mercado elétrico. Começaram a ser criadas centrais solares de capacidades consideráveis até que, em 1999, atingiu-se os 1000MW de potência FV mundial acumulada. Uma marca que demorou imensos anos a atingir depois se atingiu em apenas três anos, perfazendo 2000MW em 2002. Atualmente, muito por culpa de novas políticas que visam a utilização de energias renováveis e também devido às variadas aplicações que existem atualmente para a energia solar, espera-se que a potência FV acumulada a nível mundial cresça exponencialmente.

2.3 A célula fotovoltaica

2.3.1 Princípio de funcionamento

A célula FV trata-se de uma aplicação prática do efeito fotoelétrico explicado por Albert Einstein em 1905. O efeito fotoelétrico consiste na emissão de eletrões quando se ilumina um dado material. Assim, de maneira simplificada, uma célula FV trata-se de um díodo semiconductor construído e desenhado para absorver eficientemente a luz solar e converte-la em energia elétrica utilizável. Como materiais semicondutores utilizam-se o silício, arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou o disselenieto de cobre e índio, sendo que atualmente apenas o primeiro é amplamente utilizado, essencialmente devido à sua facilidade de obtenção. [10; 17]

O silício puro, por si só, é um fraco condutor elétrico portanto acrescentam-se a este impurezas por um processo que se designa de dopagem, em que são utilizados elementos como o fósforo ou o boro. Ao dopar o silício com fosforo iremos obter um material portador de cargas negativas, denominado por tipo n . Se este for dopado com o elemento boro forma-se um material com cargas positivas livres, denominado por tipo p . [17]

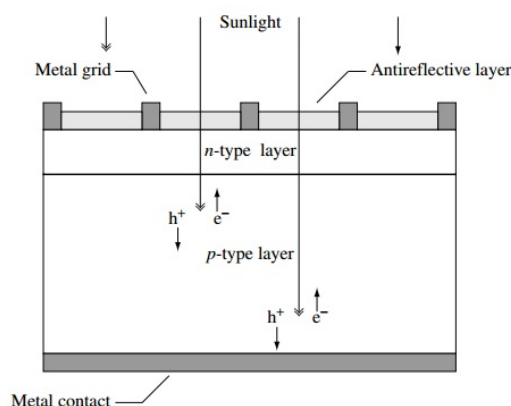


Figura 2.6: Estrutura convencional de uma célula FV. [16]

Como é possível visualizar na figura 2.6, uma célula FV identifica-se por possuir uma camada fina de material tipo n e outra mais espessa com material do tipo p . Na junção $p - n$, entre ambas, existe assim uma diferença de potencial. Uma grelha metálica na parte superior forma o contacto negativo do díodo semiconductor e permite que os fotões entrem e choquem com os eletrões da estrutura de silício, fazendo com que estes ultrapassem a barreira de potencial e se forme assim corrente elétrica. O contacto positivo é formado pela parte metálica traseira e a camada antirreflexiva permite aumentar a quantidade de luz transmitida para o semiconductor. [16; 10]

Se à célula FV exemplificada em 2.6 conectar-se a camada metálica negativa à positiva através de um condutor externo, gera-se uma corrente elétrica que permanecerá ativa enquanto existir luz solar incidente sobre o sistema.

2.3.2 Circuito equivalente

O circuito real, equivalente, de uma célula FV é evidenciado na figura 2.7, onde é possível verificar que este é considerado como sendo um gerador de corrente.

A resistência R_S e R_P são resistências parasitas, que não se encontram no circuito ideal. A primeira, em série, é causada por resistências internas que reduzem o fluxo de corrente gerada como os contactos metálicos da parte traseira e frontal da célula e as conexões e terminais do circuito. A segunda, em paralelo, é essencialmente caracterizada por correntes parasitas causadas devido a imperfeições durante o processo de fabrico, como uma junção $p - n$ não ideal. Ambas produzem perdas que reduzem a eficiência final de uma célula FV. [10; 18]

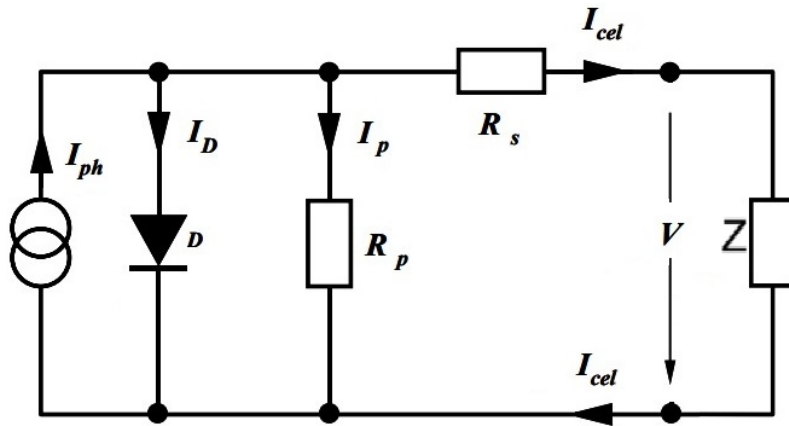


Figura 2.7: Circuito real equivalente de uma célula FV. Baseado em [10].

Ao simplificar o circuito, calculando a expressão que define o caso de circuito aberto e de curto-circuito, é possível obter a expressão final que define a corrente recebida pela carga. Esta é dada pela seguinte expressão simplificada: [10]

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D - I_P = I_{ph} - I_0 \times e^{\left(\frac{V + R_S \times I}{V_t}\right)} - \frac{V + R_S \times I}{R_P} \approx I_{SC} \times \left(1 - e^{\left(\frac{V - V_{OC} + R_S \times I}{V_t}\right)}\right) \quad (2.4)$$

- Z : Representa a carga;
- V e I : Representam as características da célula, em [V] e [A];
- I_{SC} : Representa corrente em curto-circuito, em [A];
- V_t : Representa a tensão térmica, e é calculada segundo a expressão 2.5;
- I_{ph} : Representa a corrente gerada pelo efeito FV, em [A];
- V_{OC} : Representa a tensão de curto-circuito, em [V];
- I_D : Corrente unidirecional, interna da célula FV, em [A];
- I_0 : Corrente inversa de saturação do diodo, em [A];
- I_P : Corrente de fugas, em [A];

$$V_t = \frac{k \times T}{q} \quad (2.5)$$

- k : Representa a constante de Boltzman, em [J/K];

- T : Representa a temperatura da célula, em $^{\circ}$;
- q : Representa a carga do elétron.

2.3.3 Curva de característica I-V

A curva de característica de uma célula FV é a representação da variação da tensão com a corrente, como se pode visualizar na figura 2.8. Trata-se de uma curva de enorme importância pois esta é capaz de mostrar o nível de desempenho e eficiência demonstrados por um sistema FV, módulo ou uma simples célula, segundo a variação de condições atmosféricas como a radiação e a temperatura. Com esta curva também é possível desenhar a curva de potência *versus* tensão. [10; 19]

As principais características evidenciadas por esta curva é a corrente de curto-circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a corrente e tensão no ponto de potência máxima (I_{mpp} e V_{mpp} , respetivamente) e o ponto máximo de funcionamento (P_{mpp}). Esta última grandeza é importante pois corresponde à máxima potência que uma célula ou módulo podem produzir. [19]

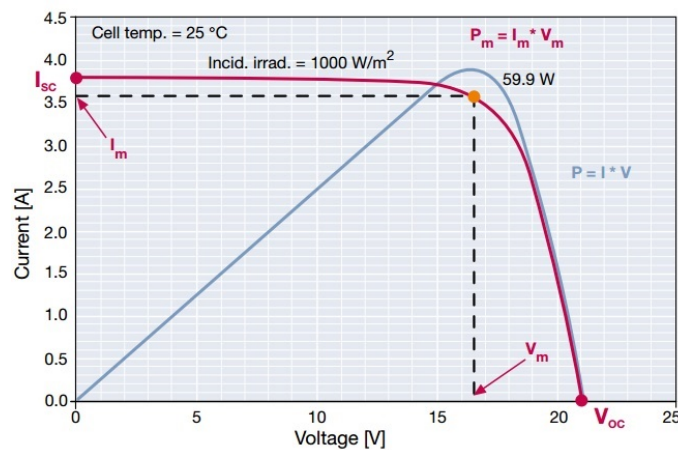


Figura 2.8: Curva de característica I V de uma célula FV. [19]

Segundo a figura 2.8, verifica-se que sob condições de curto circuito ($V=0$), a corrente encontra-se no seu máximo, e sob condições de circuito aberto ($I=0$), a tensão encontra-se no seu máximo. Sob qualquer uma destas condições não existe produção de potência elétrica. Para qualquer outra condição existe produção de potência elétrica, sendo que o seu valor ótimo é evidenciado pelo ponto (V_{mpp} , I_{mpp}). [18; 19]

Naturalmente, o rendimento de uma célula também é um fator a ter em conta. Este pode ser determinado pelo quociente entre a potência de saída e a área de uma célula multiplicada pela irradiância no plano da célula. Outro parâmetro importante é o fator de forma (F_F), que é muito condicionado pelas resistências R_S e R_P do circuito elétrico. O seu cálculo é dado pela expressão 2.6. [10]

$$F_F = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (2.6)$$

- I_{mpp} : Representa a corrente do ponto de funcionamento máximo da célula, em [A];
- V_{mpp} : Representa a tensão do ponto de funcionamento máximo da célula, em [V];
- I_{SC} : Representa a corrente de curto circuito do módulo, em [A];
- V_{OC} : Representa a tensão de curto circuito do módulo, em [V].

Este fator determina a qualidade do desempenho da curva de característica de, por exemplo, uma célula FV. O seu valor é sempre menor que uma unidade, sendo que as células de silício cristalino costumam apresentar um valor superior ao evidenciado pelas células de silício amorfo. [18]

2.3.4 Tipos de células

As características das células solares são moldadas pela natureza dos materiais utilizados, sendo que o mais comum é o silício cristalino. De acordo com a sua evolução temporal, as células solares podem ser categorizadas em várias gerações, como se pode ver na tabela 2.2. Nas subsecções seguintes serão explicadas mais pormenorizadamente cada geração.

Tabela 2.2: Principais tipos de células solares.

1ª Geração	2ª Geração	3ª Geração
(Células de silício cristalino)	(Células de película fina convencionais)	(Células de película fina emergentes)
Células Monocristalinas Células Policristalinas	Células de silício amorfo Células de Deselenieto de Cobre e Índio (CIS) Células de Telureto de Cádmio (CdTe) Células Microcristalinas e Micromorfas Células de Arsenieto de Gálio	Células Orgânicas Células de Gratzel Células de Preovskita

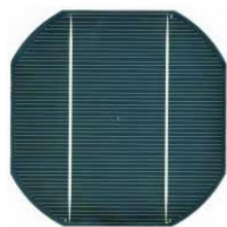
2.3.4.1 Primeira geração

Para sistemas solares com ligação à rede pública são utilizados, na sua grande maioria, células de silício cristalino do tipo monocristalino ou policristalino, os quais constituem a primeira geração de células solares. [20]

O silício cristalino é o material mais utilizado na construção de células solares e, depois do oxigénio, é o elemento mais abundante no planeta terra, estando assim disponível em quantidades quase ilimitadas. Este encontra-se normalmente em minerais como a argila, o feldspato, o quartzo, o granito e sobretudo na areia. Antes de ser utilizável é necessário proceder a vários processos químicos com a finalidade de se obter o nível de pureza pretendido. Muitas vezes o silício de altos níveis de pureza é obtido diretamente dos resíduos da indústria de semicondutores, com o fim de ser utilizado na indústria solar. No entanto, com o avanço tecnológico, existem processos capazes de produzir o silício pretendido a baixo custo e tempo, de forma a alimentar uma procura cada vez maior deste tipo de tecnologia no mundo atual. [10]

Dentro desta geração de células solares, destacam-se as seguintes: [20; 10]

- **Células de Silício Monocristalino:** Estas células caracterizam-se por serem as primeiras que apareceram no mercado. São feitas por um processo de fabrico que envolve produzir uma estrutura cristalina uniforme e perfeita, constituída por um único cristal de silício puro. O processo de fabrico leva a que hajam elevados desperdícios de silício. Os rendimentos deste tipo de células são relativamente elevados, rondando os 15 a 18%. A sua forma pode ser redonda, quadrada ou semiquadrada, como se pode ver na figura 2.9;
- **Células de Silício Policristalino:** Caracterizam-se por serem feitas através de partículas de silício cristalino não uniformes, evidenciando um aspeto granulado à sua aparência. Devido ao seu processo de fabrico ser menos exigente que o de células de silício monocristalino, o seu preço final é menor. Os rendimentos variam entre os 13 e os 15%. A sua forma, como se pode ver na figura 2.9, é quadrada.



(a) Célula de silício monocristalina.



(b) Célula de silício policristalina.

Figura 2.9: Células de silício cristalino. [10]

2.3.4.2 Segunda geração

A segunda geração de células FV deu-se devido à necessidade de reduzir os custos da produção das células solares de silício cristalino. A grande vantagem deste tipo de tecnologia de conversão é facto de uma espessura de cerca de um micrómetro ser suficiente para converter a luz solar em energia útil. Por este motivo esta geração é conhecida por geração de filmes finos. [20; 10]

Neste tipo de tecnologia é possível reduzir consideravelmente os custos pois o seu processo de fabrico utiliza temperaturas consideravelmente menores que a tecnologia de conversão de primeira geração, fazendo com que também seja possível a sua produção em grande escala. Outra vantagem reside no facto de ser mais eficiente para ambientes onde existem menores níveis de radiação solar. O facto do seu coeficiente de temperatura ser mais baixo faz com que a sua deterioração em elevadas temperaturas seja menor que o verificado para outros tipos de células solares. Apresentam também menor sensibilidade a efeitos de sombreamento devido à sua geometria. A nível de materiais, normalmente utiliza-se um substrato de plástico, metal ou vidro não solidificado com um revestimento semicondutor de silício amorfo, telureto de cádmio ou diselenieto de cobre e índio. [20?]

Dentro desta geração de células solares, destacam-se as principais: [20; 10]

- Células de Silício Amorfo (a-Si): Identificam-se por não seguirem nenhuma estrutura cristalina, fazendo com que o seu custo de produção seja consideravelmente menor e que hajam menos perdas de silício. No entanto, estas células possuem rendimentos de apenas 5 a 8% em regime estável, pois inicialmente existe uma grande degradação originada pela própria radiação solar. Destacam-se ainda pelo seu substrato ser de plástico, metal ou vidro não solidificado;
- Células de Telureto de Cádmio (CdTe): Depois do silício cristalino, o telureto de cádmio é o segundo elemento mais usado para construir células solares. Isto deve-se essencialmente ao facto de, além do cádmio ser abundante, o custo de produção final também é relativamente mais baixo, possibilitando a produção em série. A eficiência obtida deste tipo de tecnologia ronda os 6 a 9%. O elevado teor tóxico do cádmio, aliado ao facto do telureto ser um elemento raro, fazem abrandar a utilização desta tecnologia. O seu substrato é feito de vidro não solidificado;
- Células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS): Este tipo de células destacam-se das outras tecnologias de película fina pelo facto de possuírem um dos maiores rendimentos de células solares, que varia entre 10 a 12% atualmente. A isto, alia-se o facto de não se degradarem com a radiação solar. No entanto, os seus custos de produção são maiores que os verificados pelas restantes tecnologias devido à escassez do índio e à complexidade para formar a camada semicondutora. O seu substrato é feito de vidro não solidificado.

Outros tipos de células solares de película fina existem no mercado. Um dos casos são as células de arsenieto de gálio que aliam um rendimento elevado (cerca de 30%) com custos elevados, sendo assim maioritariamente utilizados em aplicações espaciais. Muito promissoras, mas ainda em desenvolvimento precoce, são as células de silício microcristalino. Surgiram com o intuito de eliminar a degradação inicial verifica pelas células de silício amorfo, no entanto o seu processo de fabrico é complexo para se reproduzir em série. Em situação similar encontram-se as células de silício micromorfo que apesar das boas eficiências já registadas (na ordem dos 12%) ainda possuem custos de produção relativamente grandes. [20; 10]

2.3.4.3 Terceira geração

A terceira geração de células solares englobam as nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis, algo semelhante à segunda geração, e têm o objetivo de melhorar o aproveitamento de todo o espectro solar assim como reduzir o preço final. A tecnologia presente nesta geração ainda encontra-se maioritariamente em fase de desenvolvimento, pelo que ainda não têm uso comercial em larga escala. [11; 10]

- Células orgânicas: Consistem em células solares de polímeros de películas finas. Como materiais utilizam-se compostos orgânicos semicondutores como a ftalocianina de cobre. O seu custo de produção é reduzido. As suas limitações consistem na estabilidade reduzida assim como numa maior degradação, que limita o seu tempo de vida útil. Em termos de

eficiência, rendimentos de 5% já foram obtidos mas prevê-se que este valor atinja os 15% num futuro próximo. [11]

- Células de Grätzel: Têm como principais constituintes o corante metalorgânico e o dióxido de titânio poroso. O seu custo de produção é reduzido. O corante permite a captação de radiação solar num processo semelhante à fotossíntese. Apesar disso, o desempenho deste tipo de células depende fortemente da sua camada de dióxido de titânio poroso, pois trata-se do material semiconductor. As grandes desvantagens são a instabilidade, degradação e uso de outros materiais caros como a platina e o rutênio. [11; 10]
- Células de Perovskita: são uma das tecnologias FV em desenvolvimento que se encontram em maior ascensão atualmente. As primeiras células eficientes deste tipo surgiram em 2012, sendo que em 2013 confirmou-se uma eficiência de 16,2% e 17,9% em 2014. Estas células são baseadas numa mistura híbrida orgânica-inorgânica que pertence à classe dos haletos de perovskita. O processo de fabrico encontra-se em contínuo estudo e desenvolvimento. Como vantagens temos que as células podem ser parcialmente transparentes e flexíveis e os custos de produção muito baixos. A principal desvantagem reside no facto de depender de um metal altamente tóxico. [21]

2.4 Encadeamento de células e módulos

Visto uma célula solar possuir uma potência muito reduzida ela é encadeada em série e/ou paralelo com outras, de forma a "jogar" com a corrente e a tensão e obter assim um nível de potência superior. Ao interligar células em série o nível de tensão é aumentado, enquanto que se forem interligadas em paralelo o nível de corrente é aumentado. O produto final denomina-se por módulo solar. Na figura 2.10 pode-se visualizar um módulo FV com 36 células, mas para aplicações de média potência normalmente utilizam-se módulos de 72 células.

De maneira análoga, ao interligar módulos em série obtém-se uma fileira, que também pode ser chamado de *string*. Ao ligar várias fileiras em paralelo, estamos a criar um sistema fotovoltaico. Um painel FV denomina-se o conjunto formado por um, ou mais, módulos.

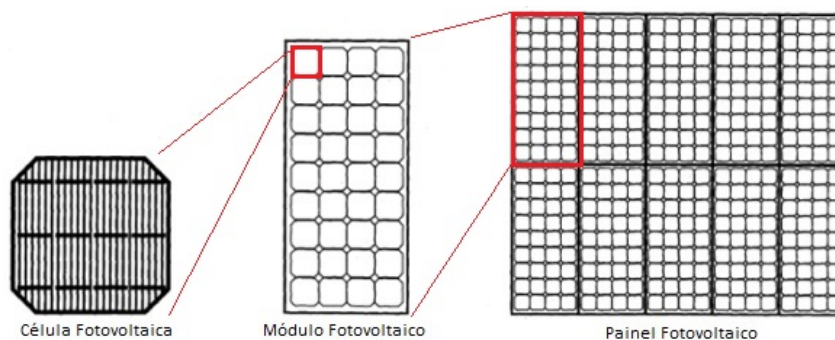


Figura 2.10: Evolução entre célula, módulo e painel FV. Adaptado de [10].

Nas células de silício cristalino (primeira geração) o processo de encadeamento é realizado após o fabrico das mesmas. O encadeamento é feito ao soldar os contactos frontais de uma célula com os contactos posteriores da célula seguinte de maneira a ligar o pólo negativo de uma com o pólo positivo da outra. Por outro lado, nas células de película fina (segunda geração) o encadeamento faz-se durante o seu próprio processo de fabrico. O processo consiste basicamente no corte de ranhuras, de aproximadamente um centímetro de largura, na camada do material semiconductor com o objetivo de interligar os contactos de cada célula até obter o modulo solar pretendido. [20]

É também importante referir que ao colocarmos módulos, ou células, em série, ou paralelo, estamos a alterar os valores da curva de caraterística. Assim, o ponto de potência máxima será distinto, como se pode visualizar na figura 2.11. A importância desta curva, para um sistema FV, consiste em verificar se cada fileira encontra-se a operar dentro das condições previstas.

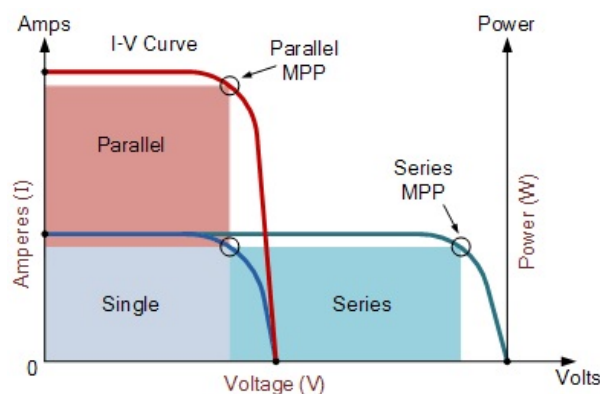


Figura 2.11: Curva de caraterísticas para painéis ou células em série ou paralelo. [22]

2.5 Variação do desempenho solar fotovoltaico

Com o avanço do tempo o desempenho de um sistema FV também diminui, pois os equipamentos são muitas vezes expostos a situações desfavoráveis, que avançam ainda mais com o seu envelhecimento natural. De seguida, irá ser feita uma análise às principais causas da variação do desempenho num sistema FV.

2.5.1 Efeito da temperatura e da radiação na célula

O aumento da temperatura faz a tensão diminuir e consequentemente a potência de saída também diminui, enquanto que a corrente varia muito ligeiramente. Além disso, elevadas temperaturas poderão criar situações térmicas adversas capazes de degradar consideravelmente o equipamento, porque a temperatura de uma célula é sempre mais elevada que a temperatura ambiente logo é importante que um módulo FV seja capaz de dissipar o excesso de calor para o exterior. [23]

Logicamente a corrente varia de maneira diretamente proporcional com a radiação incidente. Ou seja, à medida que a radiação incidente diminui a corrente também diminui e, enquanto que a

tensão varia muito ligeiramente, a potência de saída também será menor e, consequentemente, o rendimento energético também diminuirá.

Estes efeitos são demonstrados através de um exemplo genérico evidenciado na figura 2.12.

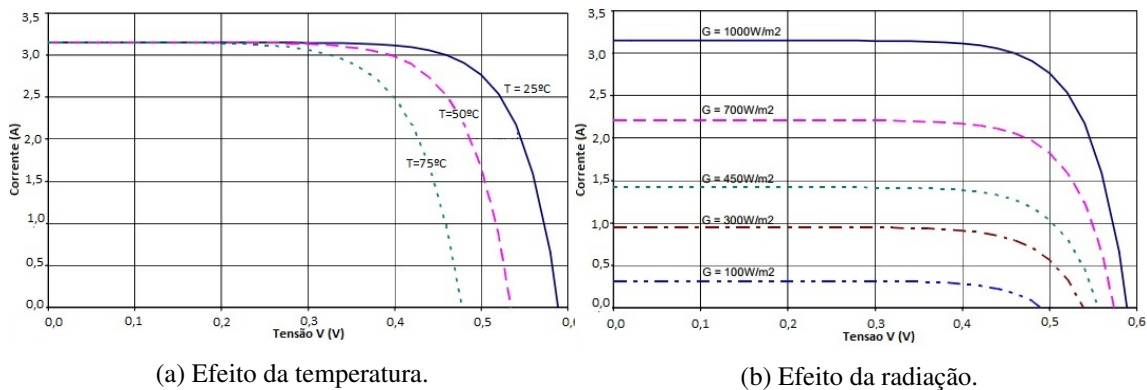


Figura 2.12: Efeitos causados pela temperatura e radiação numa célula FV. [17]

Deste modo, torna-se importante assegurar que um sistema FV encontra-se a funcionar com uma temperatura dentro dos limites típicos, de forma a evitar perdas consideráveis. Também é importante assegurar que os módulos FV encontram-se otimizados para assegurar o maior aproveitamento possível da radiação solar existente em um determinado lugar.

2.5.2 Efeito de sombreamento e deposição de sujidade

O sombreamento de um painel FV poderá ser causado por edifícios, árvores, folhas caídas, nuvens ou mesmo pelos próprios módulos FV que se encontram ao redor.

Devido ao facto de um módulo FV consistir em várias células em série, se apenas uma delas for sombreada a corrente da mesma célula irá diminuir e afetar a corrente das restantes células que se seguem e, assim, a potência de saída será consideravelmente menor. Para prevenir este efeito costuma-se utilizar díodos *bypass*, que basicamente permitem que este efeito seja negligenciado e que o resto das células funcionem em conformidade, mesmo com uma eficiência final do módulo mais reduzida. No entanto, além de que o próprio diódo irá precisar de utilizar potência para funcionar (adicionando perdas ao sistema), encaixar um diódo deste género por célula é um processo dispendioso, portanto são distribuídos racionalmente ao longo do módulo. De maneira análoga, se um módulo encontrar-se sombreado, toda a fileira de módulos que se encontra conectada em série verá o seu desempenho diminuído. Um estudo realizado, *Shading Effects on Output Power of Grid Connected Photovoltaic Generator Systems*, demonstra que uma fileira com 1400W de potência acaba por perder cerca de 10% de potência final quando apenas quatro células encontram-se sombreadas e cerca de 50% quando estas são doze. [24]

O desempenho dos módulos FV também é muito afetado pela deposição de sujidade no próprio, pois esta bloqueará parte da radiação a receber pelo módulo FV. Exemplos de sujidade comuns são as poeiras (figura 2.13), a terra e a neve. Esta deposição, por sua vez, depende do

ambiente e das condições atmosféricas verificadas em determinado lugar. Fatores como a humidade, velocidade do vento e sobretudo a inclinação dos módulos FV colocam a eficiência de um sistema FV em risco. Este último é um dos fatores essenciais porque quanto mais horizontal for a superfície maior será a deposição de poeiras, como demonstra um estudo realizado pela *Google* dado pelo nome *Should you spring clean your solar panels?* . [25; 26]

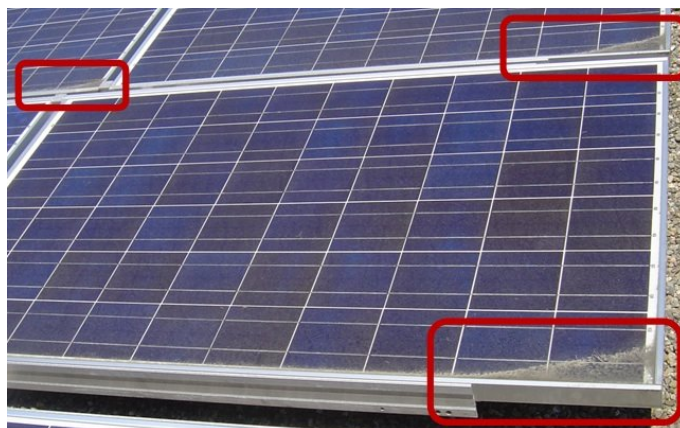


Figura 2.13: Deposição de poeiras. [26]

Verifica-se, então, facilmente que uma análise pormenorizada do sombreamento, não só antes de efetuar a instalação de um sistema FV como durante o seu tempo de vida útil, é fulcral.

2.6 Constituição de um parque FV ligado à rede

A ligação de sistemas FV à rede possui enorme potencial, podendo este ser feito tanto a nível doméstico como industrial, e é uma área em exploração contínua e acentuada no mundo atual.

Um sistema FV ligado à rede diz-se descentralizado se este for utilizado para fins domésticos. Neste caso utilizam-se pequenas potências e o seu objetivo fundamental é alimentar, por exemplo, uma simples habitação. Geralmente são sistemas instalados em localizações muito próximas das cargas, como nos telhados. Os proprietários de tal rede poderão estudar a possibilidade de venda do excesso à rede, para obter remunerações, ou então a possibilidade da inserção de baterias no sistema, de maneira a armazenar energia para posterior utilização.

Por outro lado, um sistema FV ligado à rede diz-se centralizado se este for utilizado para fins indústrias, em que toda a energia gerada é injetada na rede, e a remuneração é dada segundo uma tarifa definida. Geralmente são instalados em áreas de grande dimensão e muitas vezes longe dos utilizadores, como descampados (como é o caso exemplificado na figura 2.14) ou mesmo em edifícios industriais, que possuam um telhado extenso. Estes sistemas costumam identificarem-se por serem de média até alta potência.

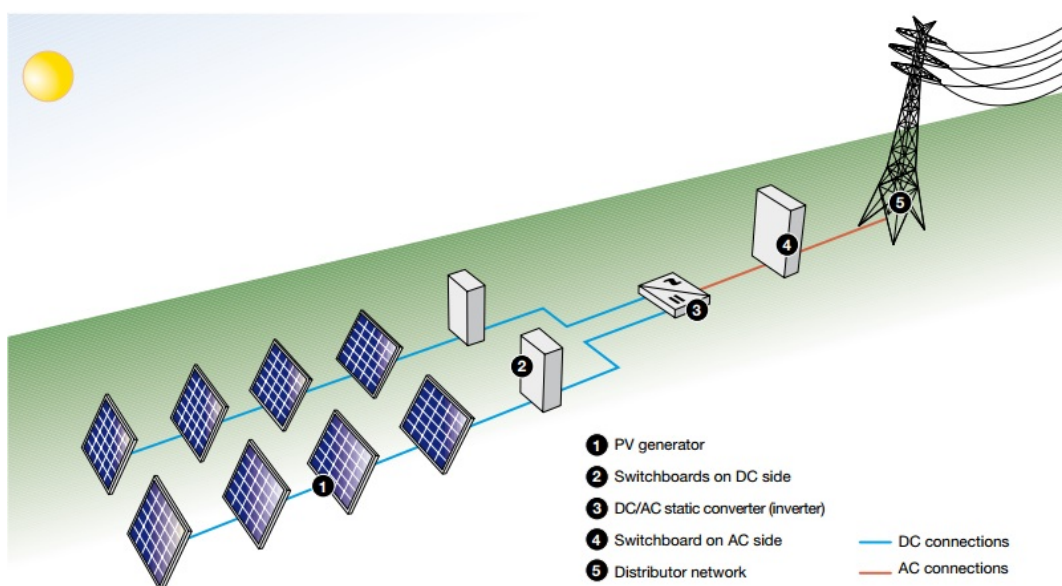


Figura 2.14: Esquema de um parque FV industrial ligado á rede. [19]

O dimensionamento de um parque FV industrial ligado à rede é o objetivo fundamental desta dissertação, pelo que o capítulo 3 irá ser especialmente dedicado a uma análise mais pormenorizada dos principais equipamentos que o constituem. No entanto, tendo como base o esquema da figura 2.14, estes serão aqui explicados muito superficialmente. [20; 18]

1. **Gerador FV:** Dispositivo que converte a energia solar em energia elétrica. É vital realizar um estudo prévio ao tipo de módulo a ser utilizado num parque FV de forma a que a interligação de vários módulos, formando fileiras, seja feita sem pôr em risco o sistema. Ao conjunto de todos os módulos que fazem parte do sistema dá-se o nome de gerador FV, e são estes que definem a potência instalada do sistema.
2. **Caixas de ligação (Lado DC):** Estas permitem interligar as fileiras individuais, em paralelo, para posteriormente fazer ligação ao inversor. Geralmente possuem aparelhos de corte, fusíveis de fileira (que impedem sobrecargas) e díodos de bloqueio das fileiras, assim como também podem possuir descarregadores de sobretensões.
3. **Inversor:** Essencialmente, o objetivo deste componente elétrico é de estabelecer a ligação entre o gerador FV e a rede elétrica, ou seja, transformar corrente contínua em corrente alternada por um processo que envolve o ajuste para a frequência e nível de tensão utilizado no lado da rede. O processo de transformação envolve perdas muito reduzidas. O inversor define a potência nominal do sistema. Os principais tipos de inversores são:

- (a) Inversor central: Solução que consiste em ter um inversor que albergue várias, ou todas, as fileiras;

- (b) Inversor mestre-escravo: Solução que consiste em um inversor principal e um outro inversor, ou dois, de reserva que apenas funcionam caso o principal não se encontra em funcionamento;
 - (c) Inversor de fileira: Solução que consiste em colocar um inversor por fileira.
4. **Caixa de ligação (Lado AC):** Funciona de maneira similar às caixas de ligação do lado DC, mas agora o objetivo é de assegurar a fiabilidade de toda a central FV. Em centrais FV industriais, normalmente fazem parte de um posto de corte e seccionamento, que por sua vez possui toda a aparelhagem de proteção e segurança, assim como a conexão com a rede de distribuição.
5. **Rede de distribuição:** Como o próprio nome indica, é a rede onde irá ser injetada toda a energia gerada pelo sistema FV para depois ser distribuída. Para médias e grandes potências, antes de injetar energia na rede elétrica, normalmente utilizam-se transformadores para elevar a tensão do sistema para MT, tendo assim que ser dimensionado a zona MT do parque de forma apropriada.

Ainda segundo a figura 2.14, é possível visualizar a cablagem AC e DC que é necessária ser corretamente dimensionada para interligar todo o sistema, tendo em conta a corrente a que estes encontrar-se-ão sujeitos. Um dos objetivos fundamentais é que as perdas dos cabos sejam reduzidas.

Além dos equipamentos principais enunciados anteriormente, existem ainda outros que possuem a sua devida importância. É fulcral existir um aparelho de medida de forma a que toda a energia produzida pelo sistema FV seja contabilizada. Destaca-se também o facto de um gerador FV poder ser constituído por um sistema de seguimento (de um ou dois eixos) que permite seguir o movimento solar, realizando assim um melhor aproveitamento da energia solar e, consequentemente, aumentando a sua produção de energia.

2.7 Considerações finais

Numa primeira fase abordou-se os movimentos efetuados pelo Sol em relação à Terra, os quais fazem variar a produção energética por parte de um módulo FV. Tal compreensão permitiu entender, de forma mais técnica, um dos aspetos negativos da energia solar: a sua sazonalidade. É de vital importância determinar o ângulo ótimo de orientação e de inclinação de um módulo.

No que concerne às células FV, apesar de existir ainda grande dependência em células da primeira geração, as nanotecnologias começam a surgir no mercado FV atual, através de soluções que consistem em películas finas inovadoras, como as células de Grätzel.

Por último, foram também abordados os principais constituintes de um sistema FV industrial ligado à rede, que é um dos temas essenciais desta dissertação. Além do gerador FV, fazem também parte do sistema o inversor, as caixas de ligação do lado DC, a cablagem AC e DC e um posto de corte e seccionamento, que faz a interligação entre o parque e a rede. Além dos efeitos causados pelo sombreamento, o desempenho de uma central FV depende muito da temperatura.

Capítulo 3

Constituição de um sistema fotovoltaico ligado à rede: Processos e metodologias

3.1 Análise da zona geográfica

A primeira análise a realizar aquando da avaliação do potencial de uma zona geográfica, no que toca à instalação de sistemas FV, é uma análise da localização em relação às suas condições meteorológicas. Esta análise consiste, essencialmente, em avaliar os níveis de radiação ali presentes, assim como a temperatura e demais condições atmosféricas que sejam importantes.

Na falta de aparelhagem local que permita obter dados o mais atualizado possível, como o pireliómetro e o piranómetro, recorre-se a programas computacionais que possuem bases de dados com históricos de valores meteorológicos, e que foram especialmente concebidos para avaliar o potencial solar de uma dada localização [10]. Entre várias outras existentes atualmente, destacam-se as seguintes plataformas:

- *PVGIS*: Trata-se de uma solução totalmente gratuita disponibilizada pela Comissão Europeia de forma a contribuir para um maior crescimento na área das Energias Renováveis na União Europeia. Apesar disso, desde 2014 também cobre a África e Ásia. Para uma dada localização, com esta ferramenta é possível obter dados como o nível de radiação mensal, ângulo de inclinação ótimo e, entre outras, obter uma estimativa da energia total produzida por distintas tecnologias fotovoltaicas; [27]
- *Surface meteorology and Solar Energy (NASA SSE)*: Aplicação patrocinada pela NASA e que permite obter inúmeros dados meteorológicos de uma determinada localização. É ainda de destacar o facto de efetuar estimações a nível mundial e dos dados obtidos nesta plataforma consistirem numa média de 22 anos, entre 1983 e 2005; [28]
- *Meteonorm*: Consiste numa solução muito utilizada a nível profissional, e é capaz de obter dados meteorológicos muito completos e precisos em qualquer parte do globo, utilizando para tal efeito satélites geoestacionários e inúmeras estações meteorológicas; [29]

- *SolarGis*: É também uma solução muito utilizada a nível profissional, e tem como principais funcionalidades a possibilidade de produzir mapas de radiação solar de imensos países, comprar dados meteorológicos, planear sistemas FV e, entre outros, destaca-se também o facto de realizarem serviços de monitorização para uma dada localização. [30]

Além da análise de aspetos meteorológicos, para determinar a viabilidade e potencial de um parque FV, numa dada localização, procede-se à sua simulação. O *software* mais utilizado para esse efeito, a nível industrial e mesmo mundial, é o *PVsyst*. Esta plataforma é extremamente completa e flexível no que toca à simulação de sistemas FV pois é possível avaliar inúmeros aspetos, seja para um simples sistema residencial ou para um sistema FV de grande potência, e fazer comparações entre sistemas de diferentes potências e configurações. Além disso destaca-se também a possibilidade de analisar diferentes combinações de inversores e módulos FV, pois a base de dados existente é extensa e compreende inúmeros fabricantes.

Aquando da simulação de um sistema FV de média potência é importante ter em conta aspetos identificativos de uma dada localização e que refletem o potencial energético ali presente, como o *performance ratio*. Este e outros fatores, relacionados com a simulação de parques FV, serão analisados e definidos na secção 3.4. [31]

É também de extrema importância verificar a possibilidade de existirem sombreamentos que interfiram com a produção de energia por parte do gerador FV, e que causem os efeitos estudados em 2.5.2. Os sombreamentos são geralmente causados por edifícios, árvores e, entre outros, a própria geologia do local.

3.2 Gerador Fotovoltaico

3.2.1 Escolha dos módulos fotovoltaicos

A escolha dos módulos FV a utilizar nesta dissertação será feita mediante uma análise de mercado. É importante ter em conta aspetos gerais, como por exemplo a área total que se possui para construir o sistema FV e o orçamento disponível para esse mesmo fim, e também propriedades técnicas dos módulos, como a potência de pico, eficiência, coeficiente de temperatura e materiais utilizados na sua construção. A garantia de qualidade dos fabricantes também tem peso na sua escolha, portanto a análise de mercado irá recair mais para os fabricantes mais conceituados a nível mundial.

3.2.2 Determinação do ângulo de inclinação e de orientação dos módulos

Tal como foi visto na secção 2.1.2, o ângulo de orientação dos módulos FV, regra geral, é 0° (virado diretamente para sul) se este estiver localizado no hemisfério norte e 180° (virado diretamente para norte) se este estiver localizado no hemisfério sul.

Em relação ao ângulo de inclinação dos módulos FV, este poderá ser obtido diretamente em plataformas disponíveis para esse efeito, como as mencionadas em 3.1, ou então calculado de

maneira aproximada através de um método geral, testado e analisado para um caso específico e descrito no artigo *General models for optimum tilt angles of solar panels : Turkey case study*. [12]

O método aqui descrito foi muito baseado nesse estudo, em que primeiro calcula-se a radiação solar extraterrestre para depois calcular a radiação solar que entra na atmosfera e incide num módulo FV com uma dada inclinação.

• Medição da radiação solar extraterrestre

Para determinar a quantidade de radiação que entra na atmosfera é importante saber em antemão a quantidade de radiação extraterrestre que incide no planeta Terra. Para cada hora de um dia é possível expressar a quantidade de irradiância extraterrestre através da seguinte expressão: [11; 12]

$$I_{ex} = I_{CS} \times [1 + 0.033 \cos(\frac{360dn}{365})] (\cos\phi \cos\delta \cos\omega + \sin\delta \sin\phi) \quad (3.1)$$

- I_{CS} : Representa a constante solar, com o valor de 1353 W/m^2 ;
- dn : Representa o dia do ano;
- ϕ : Representa a latitude do lugar em questão;
- δ : Representa a declinação solar, e é calculada através da expressão 2.1;
- ω : Representa o ângulo de saída do sol, e é calculada segundo a expressão 2.2.

Se integrarmos a equação 3.1 entre o ângulo horário do nascer do sol ($-\omega_s$) e o ângulo horário do pôr do sol ($+\omega_s$), iremos obter o cálculo da radiação solar diária numa superfície horizontal, na zona extraterrestre, em W/m^2 . Esta é então dada pela equação 3.2. [12]

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \times I_{CS} \times (1 + 0.033 \cos(\frac{360dn}{365})) (\cos\phi \cos\delta \sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180} \sin\phi \sin\delta) \quad (3.2)$$

Se considerarmos os dias de cada mês enunciados na tabela 3.1 com a equação 3.2, é possível obter a radiação extraterrestre que incide no planeta Terra, para o dia médio de cada mês (\bar{H}_0).

Tabela 3.1: Dias mensais recomendados para analisar a radiação média diária, de cada mês.

Mês	Dia do mês	Dia do ano
Janeiro	17	17
Fevereiro	16	47
Março	16	75
Abril	15	105
Maio	15	135
Junho	11	162
Julho	17	198
Agosto	16	228
Setembro	15	258
Outubro	15	288
Novembro	14	318
Dezembro	10	344

• **Medição a radiação solar terrestre**

A radiação global incidente num plano horizontal ou inclinado, na zona terrestre, pode ser aproximadamente obtida pelas equações que se seguem. Estas têm como base a tabela 3.1 e, portanto, visam o cálculo para o dia médio de cada mês.

A equação 3.3 permite estimar o valor de irradiação global incidente num plano horizontal tendo como base o índice de insolação. [10]

$$\bar{H} = \bar{H}_0 \times (a_r + b_r \times \frac{\bar{n}}{\bar{N}}) \quad (3.3)$$

- \bar{H} : Representa a radiação solar, em [kWh/m²/day];
- \bar{H}_0 : Representa a radiação extraterrestre, em [kWh/m²/day];
- a_r, b_r : Representam os coeficientes de regressão, calculados segundo 3.4;
- \bar{n} : Representa o número de horas por dia em que a irradiância é superior a 100W/m;
- \bar{N} : Representa o número de horas de duração do dia;

Os coeficientes de regressão a e b são valores distintos para cada região. Estes poderão ser calculados segundo as equações 3.4. [11]

$$\begin{aligned} a_r &= -0.110 + 0.235 \cos \phi + 0.323 (\bar{n}/\bar{N}) \\ b_r &= 1.449 - 0.553 \cos \phi - 0.694 (\bar{n}/\bar{N}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Para se poder obter o valor de irradiação global num determinado plano, com uma dada inclinação, é necessário obter ainda os valores de irradiação direta e difusa para o plano horizontal.

O índice de atenuação (\bar{K}_T), que pode ser calculado segundo a expressão 3.5, representa a atenuação feita pela atmosfera terrestre e é importante para posteriormente determinar a radiação difusa. Este consiste na razão entre a radiação global incidente no plano horizontal, num dado momento, e a correspondente radiação extraterrestre, nesse mesmo momento. [11]

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (3.5)$$

De seguida, um modelo proposto por J.K. Page, que basicamente consiste na determinação da radiação difusa (\bar{H}_d) através de modelos de regressão, permite obter facilmente o valor desta para o dia médio de cada mês. A sua expressão é a seguinte: [12]

$$\bar{H}_d = \bar{H} \times (1.00 - 1.13 \times \bar{K}_T) \quad (3.6)$$

O valor de irradiação direta (\bar{H}_b) passa então a ser calculada de maneira simples, como a diferença entre a radiação global horizontal e a radiação difusa, como a equação 3.7 demonstra. [12]

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (3.7)$$

Segundo o autor do estudo, a radiação média diária total numa superfície inclinada pode ser expressa segundo a equação 3.8, em que R consiste na consideração das componentes direta, difusa

e refletida incidentes no plano, e calcula-se segundo a equação 3.9. [12]

$$\bar{H}_T = \bar{H} \times R \quad (3.8)$$

$$R = (1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}})R_b + \bar{H}_d(\frac{1 + \cos(\beta)}{2 \times \bar{H}}) + \rho(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}) \quad (3.9)$$

- β : Representa o ângulo de inclinação do módulo, sendo que se for 0° significa que encontra-se na horizontal;
- ρ : Representa a refletividade do solo, sendo que geralmente usa-se o valor 0,2;
- R_b : É uma função que depende da transmitância da atmosfera, que por sua vez depende de condições atmosféricas como a presença de nuvens, vapor de água e concentração de partículas. Esta variável é definida segundo a equação 3.10 [12];

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta)\cos(\delta)\sin(\omega'_s) + \omega'_s(\frac{\pi}{180})\sin(\phi - \beta)\sin(\delta)}{\cos(\phi)\cos(\delta)\sin(\omega_s) + \omega_s(\frac{\pi}{180})\sin(\phi)\sin(\delta)} \quad (3.10)$$

- ω'_s : Representa a hora angular do pôr do sol, e é dado segundo a equação 3.11;
- As restantes variáveis poderão ser calculadas segundo os conceitos estudados em 2.1.2.

$$\omega'_s = \min\{\omega_s, \arccos[-\tan(\phi - \beta)\tan(\delta)]\} \quad (3.11)$$

Conforme se pode verificar, este conjunto de expressões tem como objetivo fundamental determinar a radiação total que incide num plano com uma dada inclinação. Se variarmos então o ângulo de inclinação de um módulo FV, este método poderá indicar-nos, aproximadamente, o ângulo de inclinação ótimo de uma determinada localização, pois existem várias equações que dependem da latitude.

3.2.3 Distância entre fileiras de módulos

O sombreamento entre fileiras de painéis FV deve ser evitado ao máximo, de forma a que o sistema FV funcione em conformidade e os efeitos referidos em 2.5.2 não aconteçam. Além disso o sombreamento poderá causar perdas desnecessárias, prevenindo o sistema de produzir a quantidade de energia que foi prevista produzir. A expressão geral, 3.12, permite calcular o valor ótimo a considerar no momento de instalação. [10]

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma_s)}{\sin(\gamma_s)} \quad (3.12)$$

- d : Consiste na distância, desde o início do módulo de uma fileira até ao início do módulo da fileira seguinte, em [m];
- b : Representa a largura do painel, em [m];
- β : Representa o ângulo de inclinação considerado, em $^\circ$;
- γ_s : Representa o valor mínimo de altura solar que pretendemos tolerar, em $^\circ$;

Existem ainda simplificações da expressão anterior que também podem ser utilizadas, as quais não consideram a altura solar pois muitas vezes a sua obtenção não é simples. Para a minimização das perdas por sombreamento utiliza-se a expressão 3.13 e para otimizar a área a utilizar utiliza-se a expressão 3.14, que é apenas aplicável para ângulos de inclinação de 30 a 45°. [10; 32]

$$d = 3,5 \times b \times \sin(\beta) \quad (3.13)$$

$$d = 2,25 \times b \quad (3.14)$$

Ambas expressões anteriores, 3.13 e 3.14, também dizem respeito às distâncias verificadas desde o início de um painel FV de uma fileira até ao início do painel FV da fileira seguinte, como se pode visualizar na figura 3.1. Na escolha da distância final, existem ainda outras considerações a ter em conta.

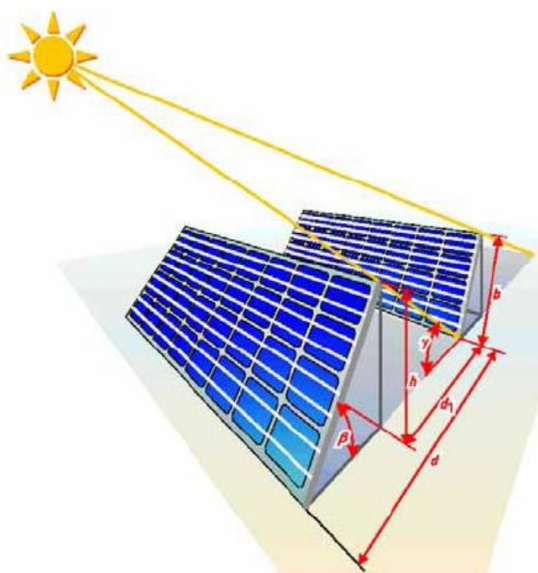


Figura 3.1: Distância entre fileiras de painéis FV. [10]

Ao escolher a distância final, que irá separar as fileiras de sistemas FV de grandes dimensões, é necessário também ter em conta que, devido à dimensão deste, é preciso que haja um distanciamento suficiente para que equipas com veículos de limpeza possam ter espaço para circular. Essa distância costuma ser entre 3 a 4 metros, pelo que é muito importante validar a distância final que se pretende considerar. Esta validação pode ser realizada através da equação 3.15.

$$d_1 = d - b \times \cos(\beta) \quad (3.15)$$

- d_1 : Consiste na distância, desde o início do módulo de uma fileira até ao início do módulo da fileira seguinte, em [m];
- d : Distância final que se pretende ter em conta, em [m];

A limpeza dos geradores FV é de muito importante, de forma a que não se depositem poeiras em excesso nem qualquer outro tipo de poluição ou elemento que afete a estabilidade e eficiência esperada do gerador FV.

3.2.4 Estrutura de montagem dos módulos

Antes de proceder à escolha das estruturas de montagem dos módulos FV, é muito importante obter dados demonstrativos do tipo de solo existi em um determinado lugar. Isto pois, por exemplo, as estruturas são influenciadas pelo tipo de fundição que as segura, que por sua vez são influenciadas pelo tipo de solo em que se encontram. A estrutura de montagem dos módulos FV pode também ser moldada com vista à configuração pretendida para o parque FV (ângulo de inclinação dos painéis, número de módulos por fileira, número de fileiras, etc). Muitas vezes os próprios fabricantes de módulos também fabricam as estruturas, de maneira que estejam em conformidade um com o outro. [33; 20]

Além disso, a sua instalação no local pretendido deve ser simples de realizar e também deve ter em conta possíveis aspetos relacionados com os painéis FV, como por exemplo a criação de calhas que encaminhem os cabos dos painéis para as caixas de ligação. O modelo da figura 3.2 diz respeito a uma estrutura tipicamente utilizada em parques FV de grandes potências, cujo ângulo de inclinação é fixo.



Figura 3.2: Estrutura de montagem de módulos. [33]

3.3 Inversor

3.3.1 Escolha do inversor

A escolha do inversor será feita mediante um estudo de mercado, em semelhança ao feito na escolha dos módulos FV. Numa fase inicial terá que ser decidido que tipo de inversor será utilizado sendo que, para sistemas de média potência, é usual utilizar mais que um inversor central, de forma a equilibrar a matriz fotovoltaica e tornar o sistema mais fiável. É necessário também ter em conta as características principais do inversor tais como a sua potência de saída e tensão máxima DC, e outras que decidirão a configuração das fileiras dos módulos FV, como a tensão máxima e mínima MPP (V_{mpp}^{max} e V_{MPP}^{min}) e a corrente máxima DC (I_{mpp}^{max}).

Outro aspeto essencial é o facto do inversor escolhido poder ter, ou não, transformador incluído. A grande vantagem dos inversores com transformador reside na isolamento galvânica e na redução de interferências eletromagnéticas que estes providenciam. Como principais desvantagens refira-se que o peso do inversor aumenta drasticamente, assim como o seu tamanho. Já os inversores sem transformador têm uma eficiência mais elevada, no entanto provocam maiores interferências eletromagnéticas, que têm que ser minimizadas. A escolha de um ou de outro tipo reside em aspetos do local, assim como em aspetos regulamentares e de segurança que estejam em vigor no local de instalação. Para a realização desta dissertação os inversores a considerar serão sem transformador incluído, pelo que uma análise à escolha do transformador será discutida na secção 3.8.2. [34]

3.3.2 Tensão máxima DC

A tensão máxima DC do inversor é um dos pontos mais importantes na escolha do próprio pois este irá moldar o sistema. Antes geralmente utilizavam-se sistemas de 600VDC, sendo que com o desenvolvimento tecnológico surgiram sistemas de 1000VDC que prevalecem nos dias de hoje em sistemas FV de média ou grande potência. O estudo *Choosing 600 or 1000 VDC in Photovoltaic Projects* realizado pela *Advanced Energy* demonstra uma análise feita às vantagens de um sistema de 1000VDC em detrimento de um de 600VDC, para um sistema de 1MW. Os seus principais resultados podem ser visualizados nas tabelas 3.3a e 3.3b. [35]

Sample 1 MW DC System	600 V	1000 V	Difference Going to 1000 V
Modules Per String	12	20	+8 modules (40% more)
Watts Per String with 300 Watt Modules	3,600	6,000	+2,400 W (40% more)
Parallel Connections	278	167	-111 Strings (40% less)
24 String Combiner Boxes Needed	12	7	-5 String Combiner (40% less)

1 MW AC	600 V	1000 V	Difference Going to 1000 V
Ohmic Wiring Loss	55.46 MWh/yr	21.22 MWh/yr	-34.24 MWh/yr
Loss In System Efficiency	2.6%	1%	1.6%
Energy Revenue Lost @ \$0.15/KWh	\$8,319/yr	\$3,183/yr	-\$5,136
Energy Revenue Lost over 20 Yrs	\$166,380	\$63,660	-\$102,720

(a) Comparação entre nº de equipamentos utilizados. (b) Comparação entre perdas e custos do sistema.

Figura 3.3: Vantagens da escolha de um sistema de 1000VDC em detrimento de 600VDC. [35]

Tal como é perceptível, para sistemas de média potência é preferível utilizar 1000VDC pois assim estamos a aumentar o desempenho da central fotovoltaica ao mesmo tempo que reduzimos os custos da instalação. Tal redução é obtida pela possibilidade de ligar mais módulos em série por fileira, que por sua vez reduz os custos em cablagem e caixas de ligação, diminuindo assim as perdas do sistema e aumentando os proveitos energéticos. [35]

Existem desenvolvimentos avançados que pretendem que a migração de sistemas que usufruem de 1000VDC, para 1500VDC, seja cada vez mais real, com o mesmo propósito da anterior migração. No entanto esta solução ainda encontra-se algo limitada no mercado dos inversores, e os poucos que existem são direcionados para sistemas de potência muito superior a 1MW. Aliado a

isso, preocupações relativas ao maior nível de tensão utilizado num sistema deste género também têm desacelerado, de certa forma, a migração. [36]

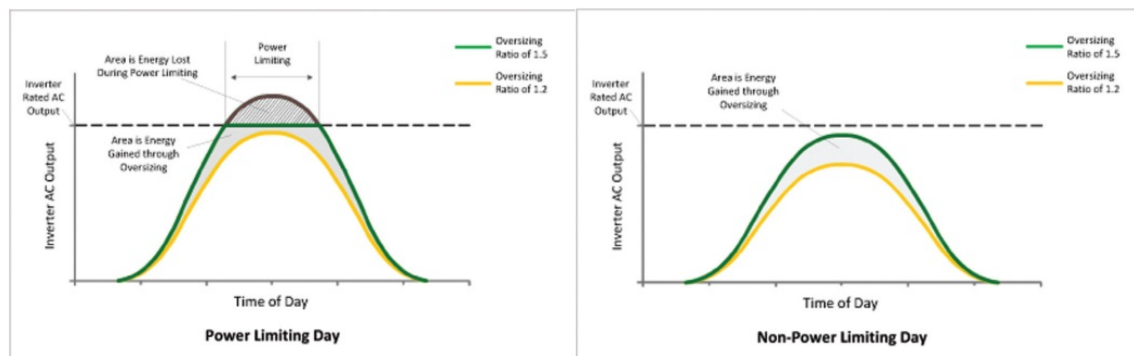
3.4 Análise de desempenho para sistemas fotovoltaicos

O desempenho de um sistema FV, além de depender das condições ótimas sob as quais o gerador foi dimensionado, depende também da eficiência e segurança com que o inversor disponibiliza energia no seu lado AC. Além do desempenho poder ser aumentado, este pode ser descrito através de vários parâmetros.

3.4.1 Efeitos do sobredimensionamento

Para sistemas de média ou grande potência, geralmente é efetuado uma análise de sobredimensionamento que tem como objetivo determinar o rácio de potência ótimo entre o gerador FV e a potência do inversor, ou seja, determinar uma potência instalada, em módulos FV, que seja maior que a potência de saída do inversor. Este conceito nasceu principalmente devido ao facto do custo dos painéis solares ser cada vez menor ao longo dos tempos, ao contrário dos restantes equipamentos. Um estudo realizado pela *Solectria*, que se dá pelo nome *Supersize It: How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance*, demonstra os vários efeitos causados por este rácio. [37; 38]

Ao sobredimensionar um sistema FV estamos a projeta-lo de maneira que consiga gerar mais energia perante situações meteorológicas adversas, como por exemplo o inverno, onde o gerador FV opera muito abaixo do nível de rendimento para o qual foi dimensionado, fazendo com que hajam perdas energéticas que poderiam ser aproveitadas. Em contrapartida, quando os efeitos são demasiado favoráveis, como por exemplo no verão, poderão existir perdas energéticas por parte do inversor, pois este encontra-se limitado pela sua potência de saída. Pior, se as condições forem demasiado favoráveis, o inversor poderá encontrar-se a operar em sobrecarga muito assiduamente, pondo em questão a segurança do sistema. Tais efeitos podem ser visualizados na figura 3.4. [37]



(a) Dia de alta insolação.

(b) Dia de pouca insolação.

Figura 3.4: Efeitos do sobredimensionamento. [37]

Refira-se ainda que danos causados no inversor, por razões de sobredimensionamento, geralmente não são cobertos pela garantia dos fabricantes. Portanto, é de vital importância ter alguns aspetos em mente na escolha do rácio ideal para um sistema deste género: [39]

- Condições de entrada do inversor: A tensão de entrada do inversor nunca deve ser excedida, sob o risco de o danificar. Deve-se assim assegurar que a tensão do gerador FV encontra-se dentro dos limites de tensão mínimo e máximo suportados pelo inversor;
- Eficiência do inversor: As perdas dos inversores são maioritariamente feitas por dissipação de calor e, como este irá encontrar-se a trabalhar muitas vezes no seu limite máximo, é importante verificar que seja instalado num lugar fresco e à sombra, de forma a prolongar a sua vida útil, assim como a dos restantes componentes.

3.4.2 Parâmetros de desempenho

Não existe uma fórmula que determine o melhor rácio de sobredimensionamento pois este varia de local para local e de sistema para sistema. Para proceder a análise do melhor rácio para um determinado sistema geralmente são efetuadas simulações sucessivas em plataformas como o *PVsyst*, que será a plataforma utilizada na realização desta dissertação. [37]

A expressão que permite calcular várias potências a testar no programa é a seguinte:

$$P_{FV} = P_N \times R_{SD} \quad (3.16)$$

- P_{FV} : Representa a potência do gerador FV, em [kW];
- P_N : Representa a potência nominal do sistema, em [kW];
- R_{SD} : Representa o rácio de sobredimensionamento;

O rácio de sobredimensionamento será muito frequentemente superior a 1, e poderão existir vários rácios que revelem um bom desempenho para a mesma configuração. Segundo um estudo realizado pelo investigador Jayanta Mondol, o rácio típico praticado em lugares de grande insolação, para um inversor de alta eficiência, será habitualmente entre 1.1 e 1.2 e, para um inversor de baixa eficiência, este será habitualmente entre 1.2 e 1.3. De forma análoga, para lugares com pouca insolação este rácio será entre, respetivamente, 1.3 e 1.4 ou 1.4 e 1.5. [38]

Aquando da simulação no *PVsyst* e da escolha de um rácio adequado, é importante testar uma série de aspetos à medida que se varia a configuração do sistema. A variação da configuração do sistema consiste, essencialmente, em variar a potência instalada e utilizar inversores e/ou módulos de diferentes fabricantes. A principal informação que se pretende obter no *PVsyst* consiste na possibilidade de existente de sobrecarga por parte do inversor, o *performance ratio*, o *specific yield*, *reference yield*, a energia injetada na rede, entre outros. [37; 38]

O *reference yield* representa a razão entre a radiação global incidente na superfície do gerador FV e a radiação considerada para testar os módulos FV. Este índice representa o número de horas

que faz sol, definindo assim o recurso solar para o sistema FV em causa. [40]

$$Y_{RY} = \frac{H_T}{G_0} \quad (3.17)$$

- Y_{RY} : Representa o *reference yield*, em [horas];
- H_T : Representa a radiação global total incidente na superfície do gerador FV, em [kWh/m²];
- G_0 : Representa a radiação que incide nos módulos, sob condições STC, em [kW/m²];

O *specific yield*, que é definido como a razão entre a energia produzida pelo sistema FV e a potência total do gerador que o constitui, representa o número de horas de operação que o gerador FV necessita realizar para gerar a energia evidenciada pelo sistema no seu lado AC. É assim uma ótima maneira de comparar a energia produzida por sistemas com diferentes potências instaladas. [40]

$$Y_{SY} = \frac{E_{AC}}{P_{FV}} \quad (3.18)$$

- Y_{SY} : Representa o *specific yield*, em [horas];
- E_{AC} : Representa a energia existente no lado AC do inversor, em [kWh];
- P_{FV} : Representa a potência instalada do sistema FV, em [kW];

O *performance ratio* é um índice calculado entre a razão da energia efetivamente produzida e a energia produzida se o sistema trabalhasse sempre sob condições ideais, ou seja, reflete as perdas causadas pelos variados equipamentos do lado DC, ou mau aproveitamento da radiação por parte dos módulos. Quanto maior for, mais energia irá ser produzida pelo sistema. Este índice é muito utilizado para comparar sistemas FV em diferentes localizações e o seu valor, para sistemas com elevado desempenho, varia entre 75% e 85%. [31; 40]

$$PR = \frac{Y_{SY}}{Y_{RY}} \quad (3.19)$$

Portanto, um bom rácio de sobredimensionamento será aquele que evidenciar bons valores dos parâmetros atrás mencionados e não submeta o sistema a situações que põem a segurança em causa, como sobrecarregar o inversor. Este estudo possui vital importância devido ao facto de abrir portas para a escolha da configuração do parque FV, assim como à determinação do seu *layout*.

3.5 Configuração do sistema

A configuração do sistema consiste em determinar vários aspetos fulcrais que, num nível posterior, permitirão desenhar o *layout* do parque FV. O *layout* consiste na disposição de todos os equipamentos na localização pretendida e é importante para posteriormente desenhar e dimensionar os cabos DC utilizados para conectar todos os equipamentos.

3.5.1 Número de módulos fotovoltaicos e de inversores

Durante a análise de sobredimensionamento é possível ter uma ideia da quantidade de módulos FV necessários para o gerador, no entanto, de maneira a ter o número correto procede-se ao cálculo da seguinte expressão:

$$N_{mdulos} = \frac{P_{FV}}{P_{max}} \quad (3.20)$$

- P_{FV} : Representa a potência instalada do gerador FV, em [kW];
- P_{max} : Representa a potência de pico dos módulos considerados, sob condições STC, em [kW];
- N_{mdulos} : Representa o número de módulos a utilizar, sendo que muitas vezes tem que ser arredondado para um número inteiro aproximado.

A escolha da configuração dos inversores tem que ter em conta aspetos como a fiabilidade do sistema, pois por vezes é importante distribuir toda a geração fotovoltaica por vários inversores em detrimento de apenas um, na medida que se um necessitar de manutenção a restante matriz fotovoltaica continua a injetar energia através dos outros. Para determinar o número de inversores a utilizar no parque FV apenas é necessário verificar que a potência do inversor escolhido, ou do somatório da potência do conjunto dos vários inversores escolhidos, encontra-se dentro dos limites da expressão 3.21: [10]

$$0.7 \times P_{FV} < P_{inv\ dc} \times N_{inversores} < 1.2 \times P_{FV} \quad (3.21)$$

- P_{FV} : Representa a potência do gerador FV, em [kW]
- $P_{inv\ dc}$: Representa a potência de saída do inversor escolhido, em [kW];
- $N_{inversores}$: Representa o número de inversores que se pretende utilizar;

3.5.2 Determinação da disposição dos módulos fotovoltaicos

Após a análise de mercado e respetiva escolha dos módulos e inversores, é necessário proceder a uma análise que tem como intuito determinar o número máximo e mínimo de módulos FV em série, assim como o número máximo de fileiras, que o sistema consegue suportar sem colocar a segurança do próprio em causa.

Atendendo ao fato que a tensão de trabalho do inversor é determinada pelo somatório das tensões dos módulos em série, é necessário proceder ao cálculo do número máximo e mínimo de módulos FV que é possível colocar em série, de forma a que o inversor possa suportar condições extremas de temperatura e radiação sem colocar em causa a estabilidade e eficiência do sistema FV. Para esta análise é necessário obter vários valores que são dados no catálogo que os respetivos fabricantes providenciam. [18]

- Número máximo de módulos em série:

O cálculo do número máximo de módulos em série considera uma situação adversa onde as temperaturas poderão atingir valores negativos, como os -10°C . Como foi visto na secção 2.5.1 uma diminuição de temperatura coincide com um aumento de tensão. Portanto o número de módulos FV em série terá que ser capaz de respeitar o valor de tensão máxima DC suportada pelo inversor, sob risco de o danificar. Este é calculado pelas equações 3.22 e 3.23. [18]

$$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - (-10^{\circ}\text{C})) \times C_{voc(\%)}}{100}\right) \times V_{oc(stc)} \quad (3.22)$$

- $V_{oc(-10^{\circ}\text{C})}$: Diz respeito ao ajuste da tensão em curto circuito aberto do módulo para a devida temperatura mínima considerada, em [V];
- $C_{voc(\%)}$ Representa a variação da tensão para cada grau de temperatura, em percentagem, em [%/C];
- $V_{oc(stc)}$: Representa a tensão em circuito aberto suportada pelos módulos, sob condições STC, em [V];

$$N_{max} = \frac{V_{mpp}^{max}}{V_{oc(-10^{\circ}\text{C})}} \quad (3.23)$$

- N_{max} : Representa o número máximo de módulos em série;
- V_{mpp}^{max} : Representa a tensão máxima DC do inversor escolhido, e é dada no catálogo do próprio, em [V];

• **Número mínimo de módulos em série:**

De maneira análoga, o cálculo do número mínimo de módulos em série tem em conta situações em que os módulos FV encontram-se sob condições de altas temperaturas, como os 70°C . Temperaturas extremas desta gama são atingidas em situações onde a ventilação é diminuta, pois geralmente os módulos são construídos de raiz para suportar altas temperaturas. Como visto na secção 2.5.1 o aumento de temperatura provoca a diminuição de tensão, pelo que é necessário garantir que a tensão do gerador FV não desça a um nível inferior à tensão MPP do inversor, sob risco de por em causa a estabilidade e eficiência do sistema. O seu cálculo é feito através das equações 3.24 e 3.25: [18]

$$V_{mpp(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - (70^{\circ}\text{C})) \times C_{voc(\%)}}{100}\right) \times V_{mpp(stc)} \quad (3.24)$$

- $V_{mpp(70^{\circ}\text{C})}$: Diz respeito ao ajuste da tensão do ponto de funcionamento máximo para altas temperaturas, em [V];
- $V_{mpp(stc)}$: Representa a tensão do ponto de funcionamento máximo do módulo, sob condição STC, em [V];

$$N_{min} = \frac{V_{mpp}^{min}}{V_{mpp(70^{\circ}\text{C})}} \quad (3.25)$$

- N_{min} : Representa o número mínimo de módulos em série;
- V_{mpp}^{min} : Representa a tensão mínima do ponto de funcionamento máximo dos módulos, sob condições STC, em [V];

- **Número máximo de fileiras:**

Por último, é importante verificar que a corrente que entrará no inversor, gerada pelo parque FV, não é superior à corrente máxima DC suportada por este. Note-se que a corrente máxima providenciada pelo gerador FV será dada pela multiplicação do número de fileiras com a corrente MPP de um único módulo, isto porque é regra geral utilizarem-se sempre os mesmos módulos para todo o sistema. Segue-se a sua expressão, 3.26: [18]

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{mpp}^{max}}{I_{fileira}^{max}} \quad (3.26)$$

- $N_{fileiras}$: Representa o número máximo de fileiras aconselhável;
- I_{mpp}^{max} : Representa a corrente DC máxima suportada pelo inversor, em [A];
- $I_{fileira}^{max}$: Corresponde à corrente verificada em cada fileira, sob condições STC, em [A];

Por último, o número de módulos em série escolhido será representado por N_s e o número total de fileiras pretendido para o sistema será representado por N_f . Na figura 3.5 é possível visualizar uma simples conexão de painéis em série, onde os módulos interligam-se entre si até perfazer uma fileira. Depois, para cada fileira existe um terminal positivo e outro negativo que serão conectados posteriormente a uma determinada caixa de ligação.

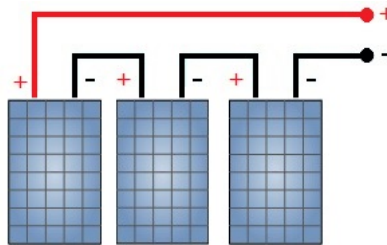


Figura 3.5: Ligação de painéis em série. Inspirado em [18].

3.6 Caixas de ligação (Lado DC)

Uma caixa de ligação, ou *string box*, serve essencialmente para receber a conexão por parte de uma ou mais fileiras de módulos FV que fazem parte do gerador, ligando-as em paralelo, e depois realizar a ligação ao inversor. Estas costumam ser utilizadas em grande número para sistemas FV de grandes dimensões. Devem ainda ser classificadas em relação ao seu nível de segurança, para proteção de sistemas de corrente contínua. [41]

Além de intermediar esta ligação, atualmente também têm como grande objetivo proteger equipamentos existentes no lado DC do sistema, como os módulos e inversores, por estes serem

mais dispendiosos. A proteção é feita ao utilizar fusíveis, seccionadores de corrente contínua, dispositivos de proteção contra surtos (como descarregadores de sobretensões) e muitas vezes até são capazes de monitorizar cada fileira individualmente através de *software*. A monitorização é importante, na medida que assim é possível verificar se cada fileira encontra-se a operar normalmente. [41]

Geralmente, para sistemas de grandes dimensões, a entrada da caixa de ligação é feita de forma a receber o terminal positivo e negativo de várias fileiras, sendo que a saída é composta por apenas um circuito que liga ao inversor. Ao utilizar várias caixas de ligação, a saída de cada uma será ligada em paralelo no inversor, pelo que também é preciso ter em conta quantas entradas o inversor escolhido possui para este tipo de equipamento. O número de entradas a receber pela caixa de ligação é variável e pode ser feito um estudo de mercado de forma a encontrar uma caixa de ligação com o número de entradas que se pretende.

Portanto, ao determinar o número de inversores que fazem parte do sistema e também o número de fileiras que este possui, é necessário determinar a quantidade de caixas de ligação que serão necessárias distribuir, de forma equitativa pelo sistema, para que este funcione de maneira estável mesmo caso alguma fileira encontre-se com problemas.

A sua instalação deve ser feita à sombra, externamente e junto das fileiras de módulos FV que esta foi planeada para receber. A correta ligação da cablagem também é importante pois se tal não ocorrer poderão surgir arcos elétricos, aquecimento dos materiais ou até perigos de incêndio. Para ligar os cabos, numa primeira fase utiliza-se conectores especiais (como os MC4) do lado das fileiras e depois liga-se o cabo à caixa de ligação. Este percurso normalmente é feito através de canalizações específicas para o efeito, ou até mesmo enterrados. Posteriormente, a conexão ao inversor geralmente é feita através de caminhos enterrados. [18; 41]

3.7 Dimensionamento dos cabos DC

O dimensionamento dos cabos DC é um processo exigente, na medida que qualquer cabo escolhido terá que ser validado por um conjunto de condições que visam simular casos extremos que ponham em causa a estabilidade do sistema. Existem três critérios essenciais que têm que ser verificados pelas condições impostas: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, os limites fixados pela corrente máxima admissível do cabo e a minimização das perdas nas linhas. [18]

Existem dois casos que precisam ser analisados em separado no que toca ao dimensionamento dos cabos DC. O primeiro diz respeito aos cabos que ligam as fileiras do gerador FV à respetiva caixa de ligação, e que será denominado por Cabo Solar. O segundo consiste nos cabos que ligam cada caixa de ligação ao inversor, e será denominado por Cabo BT.

Usualmente na ligação entre uma fileira e a caixa de ligação utilizam-se secções de 4, 6 ou 10 mm^2 , no máximo, pois são estas que normalmente são aceites pelas caixas de ligação. A ligação ao inversor é mais flexível na escolha da secção a utilizar. Quanto ao material condutor a escolha pode recair sobre cabos de cobre ou alumínio, para qualquer caso. Ambos utilizarão cabos

monocondutores e, por questões ambientais, deverá ser utilizado outro material de cobertura que não o PVC. [18]

3.7.1 Cabo Solar

Caso alguma das seguintes condições não se verifique, a secção do cabo escolhido terá que ser aumentada para o nível seguinte ou, então, a caixa de ligação terá que ser re-allocada, de forma a que fique mais centralizada em relação às fileiras que irá receber. Seguem-se o conjunto de condições que permitem realizar o dimensionamento da cablagem DC e, assim, obter a secção final de cada cabo e o calibre dos fusíveis. [42]

3.7.1.1 Condição de aquecimento

Numa primeira fase é necessário determinar a corrente de serviço, I_B . Esta corrente será aquela que percorre o cabo que vem de uma fileira até à caixa de ligação, e corresponde à corrente I_{mpp} de um módulo FV. Todas as fileiras terão a mesma corrente de serviço pois é imperial usar o mesmo módulo FV num sistema deste género. Depois, é necessário verificar se a corrente de serviço é menor que a corrente máxima admissível corrigida, procede-se à análise das seguintes expressões:

$$I_B \leq I'_Z \quad (3.27)$$

$$I'_Z = f_c \times I_Z \quad (3.28)$$

- I_Z : Representa a corrente máxima admissível dada pelo cabo escolhido, em [A];
- f_c : Representa o(s) fator(es) de correção;
- I'_Z : Representa a corrente máxima admissível corrigida, em [A];

Como fatores de correção, geralmente considera-se um coeficiente de correção de tubos em paralelo de 0,85, um coeficiente de correção de comprimento de 1,05 e um coeficiente de tubagem de 0,9.

3.7.1.2 Condição de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos

O calibre do fusível, I_N , pode ser escolhido através da *datasheet* da caixa de ligação, pois costuma constar os valores aceites por esta. Após a sua escolha utiliza-se a seguinte expressão para calcular a corrente convencional de funcionamento da proteção, I_2 :

$$I_2 = 1,35 \times I_N \quad (3.29)$$

Seguem-se as equações que permitem verificar a proteção contra sobrecargas e verificação do calibre do fusível escolhido:

$$I_B \leq I_N \leq I'_Z \quad (3.30)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I'_Z \quad (3.31)$$

Como regra geral costuma utilizar-se a seguinte expressão para determinar se o calibre do fusível é capaz de suportar uma determinada corrente de curto circuito, I_{SC} (que é providenciada no *datasheet* do módulo FV escolhido):

$$1,25 \times I_{SC} \leq I_N \leq 2 \times I_{SC} \quad (3.32)$$

3.7.1.3 Condição de queda de tensão

Em relação à queda de tensão verificada os cabos solares, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\Delta U(V) = (R_{90^\circ C} \times f_c \times (\text{Comprimento})) \times I_B \quad (3.33)$$

- $\Delta U(V)$: Representa a queda de tensão verificada, em [V];
- $R_{90^\circ C}$: Representa a resistência do cabo ajustada a uma temperatura máxima de funcionamento de $90^\circ C$, em [Ω/m];
- *Comprimento*: Representa o comprimento dos cabos provenientes do terminal positivo e negativo da fileira, em [km];
- f_c : Representa o coeficiente de correção, que costuma ver apenas o do comprimento;

Considera-se ainda que a queda de tensão será de, no máximo, 1,25%, sendo calculada pela expressão 3.34. :

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{MPP} \times N_S} \times 100 \quad (3.34)$$

$$\Delta U(\%) \leq 1.25$$

- $\Delta U(\%)$: Representa a queda de tensão, em percentagem, em [%];
- V_{MPP} : Representa a tensão MPP do módulo FV, sob condições MPP, em [V];
- N_S : Representa o número de módulos FV escolhido para o sistema;

3.7.2 Cabo BT

Como foi dito, este cabo representa o cabo que liga a caixa de ligação ao inversor, pelo que terá que suportar tanta corrente quanta a que se verificar na saída da caixa de ligação, que por sua vez depende da quantidade de fileiras que irão ser conectadas em paralelo através desta. Para a escolha da secção deste cabo procede-se exatamente da mesma maneira que o cálculo efetuado para o caso 3.7.1, sendo que apenas ligeiros aspetos irão ser modificados.

3.7.2.1 Condição de aquecimento

A corrente de serviço, I_B , será igual à soma da corrente I_{mpp} verificada em todas as fileiras que foram ligadas em paralelo na mesma caixa de ligação. Depois, visto que os cabos geralmente são

enterrados até o inversor, o coeficiente de correção utilizado em 3.28 será apenas o de circuitos em paralelo, com o valor de 0,65.

3.7.2.2 Condição de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos

Neste caso, enquanto que as condições 3.30 e 3.31 mantêm-se, a corrente convencional de funcionamento da proteção passar a ser dada pela expressão 3.35. Por último, a expressão 3.36 permite verificar que o calibre do fusível escolhido suporta tensões que possam por em causa o sistema. De notar ainda que os calibres normalmente utilizados para correntes que passam neste cabo variam entre 63, 80, 100, 125 ou 200A. [43]

$$I_2 = 1,6 \times I_N \quad (3.35)$$

$$1,25 \times I_B \leq I_N \leq 2 \times I_B \quad (3.36)$$

3.7.2.3 Condição de queda de tensão

Para calcular a queda de tensão procede-se da mesma maneira que no caso anterior, sendo o limite de tensão final também estabelecido em 1,25%,. No total, desde a fileira até ao inversor, a queda final máxima será então de 2,5% para o lado DC.

3.7.3 Perdas totais DC

Por último, é de fulcral importância minimizar as perdas ao máximo. Estas são calculadas para todos os Cabos Solares e Cabos BT, sendo que no fim é esperado que o seu valor seja inferior a 1,25%, de forma a que o sistema funcione eficientemente. A expressão geral 3.37 é utilizada para calcular as perdas em qualquer um dos casos, com o objetivo de obter as perdas totais dos cabos DC presentes no sistema.

$$Perdas = R_{90^\circ C} \times Comprimento \times I_B^2 \quad (3.37)$$

- $R_{90^\circ C}$: Representa a resistência do cabo corrigida para uma temperatura de funcionamento de $90^\circ C$, em $[\Omega/m]$;
- $Comprimento$: Representa o comprimento final do cabo escolhido, em $[km]$;
- I_B^2 : Representa a corrente de serviço existente no cabo, em $[A]$.

Após obter as perdas totais, estas são verificadas de maneira a que não ultrapassem o limite imposto, segundo a expressão 3.38. A não verificação desta condição faz com que seja necessário alterar a configuração dos cabos, seja na localização da caixa ou no aumento da secção do próprio.

$$PerdasTotais(\%) = \frac{PerdasTotais(W)}{I_B \times N_S \times V_{MPP}} \times 100 \quad (3.38)$$

$$PerdasTotais \leq 1.25$$

- $PerdasTotais(W)$: Representa as perdas totais existentes em todos os cabos que entram na caixa de ligação, e no cabo que liga ao inversor, em [W];
- I_B : Consiste na corrente de serviço total, verificada no cabo que liga ao inversor, em [A];
- N_S : Representa o número de módulos em série, por fileira, escolhido;
- V_{MPP} : Representa a tensão MPP do módulo, sob condições STC, em [V].

3.8 Rede MT

3.8.1 Esquema geral

Em sistemas FV industriais, ligados à rede, é importante dimensionar uma rede de MT antes de se fazer a conexão com a rede elétrica. Esta terá o objetivo de injetar, na rede, a energia que se encontra no lado AC do inversor, de forma segura e eficaz. Além da sua operação exigir níveis de tensão maiores que os que se verificam no sistema FV, esta rede operará em AC. A AC facilita o posterior ajuste para o nível de tensão exigido pela rede elétrica e, além disso, permite que as perdas por transporte sejam minimizadas. Nesta dissertação, o nível de tensão que a rede possuirá será de 20kV ou 30kV, tendo que ser feita uma análise para escolher a melhor solução.

Os objetivos essenciais a ter em conta no dimensionamento de uma rede MT são: minimizar o custo inicial e os custos de manutenção e operação e, por outro lado, maximizar a continuidade de serviço, assim como a qualidade da energia injetada na rede, a eficiência energética, e a flexibilidade e capacidade de expansão. [44]

O esquema geral típico pode ser visualizado na figura 3.6. Verifica-se que os principais equipamentos que fazem parte desta rede são o(s) transformador(es), a cablagem AC e o posto de corte e seccionamento. Além desses, também é fundamental a utilização de celas, um equipamento que possui disjuntores que atuam em caso de proteção ou necessidade de isolamento.

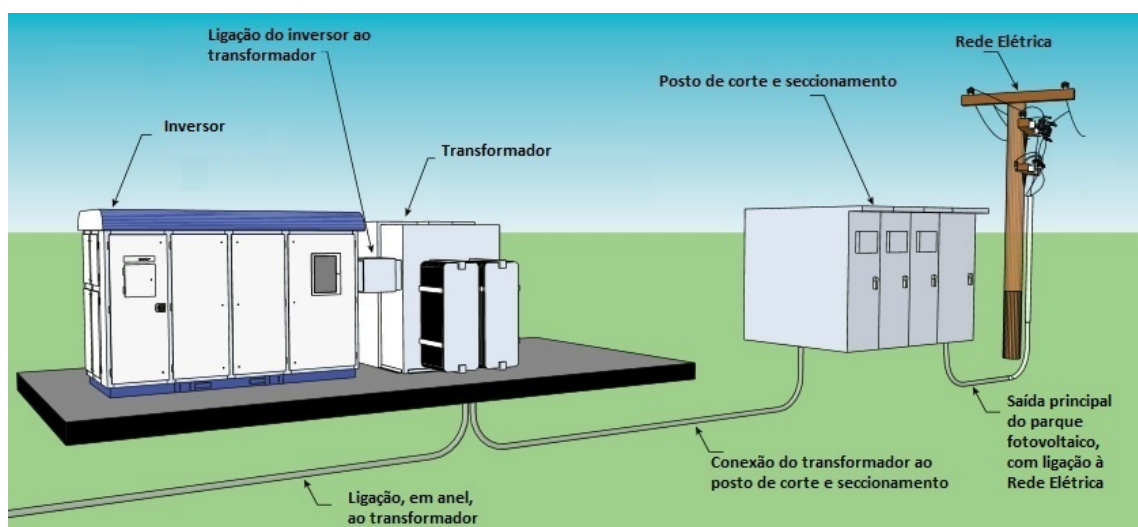


Figura 3.6: Constituição típica de uma rede MT de um sistema FV industrial ligado à rede. Adaptado de [44]

3.8.2 Escolha do transformador

Nesta dissertação irão ser utilizados inversores sem transformador, pelo que será necessário ter alguns aspetos e consideração. A escolha e construção de um transformador é feita consoante a necessidade de um determinado cliente, sendo que depende muito das condições ambientais que se verificam no local onde se procede à sua instalação.

Antes de mais, a função essencial deste será a de ajustar a tensão verificada no lado AC do inversor para a tensão que se pretende na rede MT, funcionando assim como elevador de tensão. Outros aspetos a ter em conta são os seguintes: [44]

- Potência nominal: A potência nominal do transformador terá que ser baseada na configuração de inversores que pretendemos para o sistema FV, e na própria configuração da rede de MT que pretendemos. Pode-se utilizar um transformador, que albergue toda a potência nominal do sistema, ou vários transformadores, sendo um para cada inversor.
- Sistema de arrefecimento: Normalmente utiliza-se fluido dielétrico como o óleo mineral;
- Configuração dos enrolamentos: Geralmente são do tipo estrela no lado BT e do tipo triângulo no lado MT.

Não menos importante, os fabricantes de transformadores também têm que ter em conta aspetos como a proteção contra surtos e/ou sobrecorrentes, necessidade de incluir um comutador de carga, entre outros. Se o sistema FV possuir vários inversores geralmente procede-se à construção de um transformador por inversor, ligando-os em anel por cablagem AC. Desta maneira estamos a contribuir para um sistema mais eficiente, estável e capaz de maximizar a continuidade de serviço. [34]

3.8.3 Cablagem AC

A cablagem AC tem como objetivo fazer a interligação entre os componentes que se encontram na rede MT de forma que a energia, que se encontra no lado AC do inversor, seja transmitida entre o transformador e o posto de corte e seccionamento e posteriormente à rede elétrica. Este processo tem que ser, sobretudo, seguro, eficiente e económico.

As principais considerações a ter em conta durante o dimensionamento da cablagem AC são as seguintes: têm que suportar a tensão máxima exetável, controlar as possíveis correntes de curto-circuito com segurança e também suportar a corrente de operação, minimizar as perdas e os custos, minimizar a queda de tensão em relação à tensão da rede e serem construídos e instalados de forma a suportarem o ambiente local com eficácia. Geralmente existem regulamentações nacionais ou internacionais que ditam regras para o seu dimensionamento. Nesta dissertação os cabos AC serão trifásicos, enterrados e com condutor em alumínio, em todo o seu percurso. Isto porque se fossem aéreos poderia existir sombreamento no gerador FV, por parte dos postes elétricos ou mesmo os cabos. [34; 44]

Todos os inversores irão possuir um transformador construído à sua imagem mesmo ao seu pé, conforme visualizado na figura 3.6. Posto isto, os cabos que ligam o inversor e o transformador são demasiado pequenos para serem considerados na análise deste estudo. Apenas será dimensionado a cablagem AC que faz a ligação entre o transformador e o posto de corte e seccionamento. A tabela 3.2 fornece-nos as características dos tipos de cabos a utilizar.

A escolha entre a rede MT de 20kV ou 30kV irá consistir na análise dos custos entre ambas. Como custos serão analisados o custo das perdas médias durante 25 anos, por parte da cablagem, no custo da própria cablagem e no custo das celas necessárias a utilizar na instalação.

Tabela 3.2: Características dos cabos a utilizar no dimensionamento da rede MT, de 20 ou 30kV. [45]

TENSÃO		Secção nominal	LXHIV		LXHIOV ⁽¹⁾	
			Diâm. ext. aprox.	Peso aprox.	Diâm. ext. aprox.	Peso aprox.
			(mm)	(kg/km)	(mm)	(kg/km)
Nominal	Máx. de Serviço	(mm ²)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(kg/km)
12 / 20 kV	24 kV	35	26	685	28	828
		50	27	757	29	898
		70	29	873	31	1.026
		95	31	1.018	33	1.154
		120	32	1.131	35	1.282
		150	34	1.271	36	1.403
		185	35	1.430	38	1.578
		240	38	1.685	41	1.832
		300	41	1.943	44	2.085
		400	44	2.286	47	2.426
500	47	2.678	50	2.840		
18 / 30 kV	36 kV	50	32	1.038	35	1.173
		70	34	1.169	37	1.319
		95	36	1.332	39	1.462
		120	37	1.457	40	1.604
		150	39	1.612	42	1.738
		185	41	1.786	44	1.909
		240	43	2.064	46	2.208
		300	46	2.345	49	2.482
		400	49	2.714	52	2.849
		500	52	3.106	56	3.285

LXHIV / LXHIOV									
Diâm. sobre a Isolação	Intensidade máxima em regime permanente (A)				Intens. máx. admis. reg. c.c. (kA)	Resist. máx. cond. a 20°C (Ω/km)	Inductância (mH/km)		Capaci- dade (μ F/km)
	enterrados		ao ar				esteira	triângulo	
	(mm)	esteira	triângulo	esteira	triângulo				
22	144	141	178	152	3,3	0,8680	0,60	0,44	0,18
23	170	166	212	181	4,7	0,6410	0,58	0,42	0,19
25	209	204	264	226	6,6	0,4430	0,55	0,39	0,22
27	249	244	318	274	9,0	0,3200	0,53	0,38	0,23
28	283	277	364	315	11,3	0,2530	0,52	0,36	0,26
30	316	310	410	356	14,2	0,2060	0,51	0,35	0,28
31	357	352	467	408	17,5	0,1640	0,50	0,34	0,31
34	413	408	544	478	22,7	0,1250	0,47	0,31	0,34
36	463	461	614	545	28,3	0,1000	0,46	0,30	0,37
39	526	526	700	629	38,0	0,0778	0,45	0,29	0,40
42	592	599	792	722	47,4	0,0605	0,44	0,28	0,44
28	169	165	211	184	4,7	0,6410	0,62	0,45	0,15
30	207	203	261	229	6,6	0,4430	0,59	0,43	0,17
32	247	242	315	277	9,0	0,3200	0,57	0,41	0,18
33	281	275	360	317	11,3	0,2530	0,55	0,39	0,19
35	313	308	405	358	14,2	0,2060	0,54	0,38	0,21
36	354	349	461	410	17,5	0,1640	0,53	0,37	0,23
39	408	405	535	480	22,7	0,1250	0,50	0,34	0,25
41	458	457	604	546	28,3	0,1000	0,49	0,33	0,27
44	519	522	688	629	38,0	0,0778	0,47	0,32	0,29
47	585	594	771	721	47,4	0,0605	0,46	0,31	0,32

3.8.4 Poste de corte e seccionamento

A função essencial do posto de corte e seccionamento é o de interligar o parque FV à rede de energia elétrica. Este serve também como base operacional dos funcionários responsáveis pela manutenção e controlo de todo o sistema. Existem vários aspetos e funcionalidades que é necessário ter em conta nesta estrutura, sendo que destacam-se os seguintes: [34; 44]

- Local de instalação: Devido à dimensão do mesmo, este terá que ser instalado relativamente longe do gerador de maneira a evitar sombreamentos;
- Sistema de monitorização: Geralmente existem sistemas SCADA que permitem controlar e monitorizar todos os equipamentos pertencentes ao sistema FV. É de fulcral importância monitorizar o sistema durante qualquer hora do dia de forma a minimizar qualquer tipo de falha e fator que possa pôr a sistema fora de serviço;
- Contador de energia elétrica: Este equipamento é de fulcral importância pois permite realizar a contagem de toda a energia elétrica que irá ser injetada na rede elétrica;

- Ligação aos serviços auxiliares: Consiste num terminal que irá controlar os serviços auxiliares existentes em toda o sistema. Este terá que possuir UPS's que consigam manter o sistema em funcionamento temporário em caso de falhas graves;
- Ligação dos ramais do sistema FV: Trata-se dos terminais onde a rede MT será conectada, possibilitando o fluxo de energia provindo do parque FV para a rede de distribuição;
- Aparelhagem de corte e seccionamento MT: Consiste em aparelhagem que precisa ser instalada em cada terminal de modo a poder isolar qualquer ramal, ou mesmo o sistema, em caso de manutenção ou falhas graves;
- Ligação à rede: A integração do parque com a rede tem que ser ótima, na medida que a rede seja capaz de absorver eficientemente a energia gerada pelo sistema FV e encontre-se sempre disponível para tal.

O esquema do posto de corte e seccionamento será fornecido para a realização desta dissertação, pelo que o dimensionamento de toda a aparelhagem necessária à sua instalação e construção não será realizado.

3.9 Análise Económica

A análise económica tem como objetivo fundamental verificar a viabilidade económica do projeto, tendo em conta as métricas geralmente usadas em sistemas FV industriais. Segue-se uma explicação de cada métrica utilizada nesta análise. [46]

- Valor Atual Líquido (VAL): Consiste na determinação da rentabilidade do projeto a longo prazo, e tem em conta o *cash-flow* do próprio. O *cash-flow* consiste em todas as receitas e custos gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil. Um projeto será considerado um investimento seguro se possuir um VAL superior a zero, sendo que o seu cálculo é dado pela expressão 3.39;

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3.39)$$

- n : Representa o número de anos de vida útil do sistema FV, que é 25 anos;
- t : Representa um determinado ano;
- i : Representa a taxa de atualização;
- CF_t : Representa o *cash flow* de um dado ano.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): Basicamente representa a taxa de atualização para a qual o VAL do projeto é nulo, podendo também ser interpretada como o retorno atualizado do projeto. Quanto maior for a TIR, mais desejável será apostar na execução do projeto. O seu cálculo é dado pela expressão 3.40;

$$TIR : VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (3.40)$$

- *Levelized Cost of Electricity* (LCOE): Muito utilizado para comparar diferentes fontes produtoras de eletricidade, o LCOE trata-se de um preço dado a cada unidade de energia gerada ao longo do tempo de vida útil de uma dada fonte produtora e tem em conta todo o tipo de custos associados. Em 2014, no Vietname, a média do LCOE para o FV industrial era de 210 USD/MWh [47];

$$LCOE = \frac{\text{Soma dos custos do sistema, ao longo do seu tempo de vida útil}}{\text{Soma da energia produzida pelo sistema, ao longo do seu tempo de vida útil}} \quad (3.41)$$

- *Break Even*: Essencialmente consiste no ponto, a nível económico, em que não existem nem ganhos nem prejuízos. A partir desse ponto, o projeto começa a rentabilizar.

A análise económica terá ainda em conta os incentivos fiscais criados pelo governo vietnamita perante a utilização das energias renováveis, os quais foram idealizados com o objetivo a reduzir os custos relacionados ao investimento e operação aquando do planeamento do desenvolvimento energético para 2011-2020. Os incentivos são os seguintes: [48]

- Durante os primeiros 4 anos de operação existe isenção do imposto de importação relativo a todo o equipamento e maquinaria utilizados pelo parque FV;
- Para projetos que envolvem as energias renováveis, o *value added tax* é 0%;
- Durante os primeiros 4 anos existe isenção do imposto de renda, sendo que nos seguintes 9 anos existe uma redução de 50% deste mesmo imposto, sendo assim de 5% nesse período. Nos restantes anos o valor a considerar, no que toca às energias renováveis, é de 10%. Caso não existisse este incentivo, a taxa de renda seria de 25%, que é a taxa padrão em vigor no Vietname. Em jeito de curiosidade, para o petróleo e o gás, a taxa de renda em vigor varia entre 32 e 50%, dependendo da localização geográfica.
- Um empréstimo de até 80% do investimento inicial total do projeto é fornecido aos investidores.

Aliado aos incentivos, para parques industriais ligados à rede, a tarifa energética a considerar será de 11,2 US cents/kWh. De notar ainda que a tarifa não se encontra em vigor atualmente no Vietname, sendo esta apenas uma expectativa e uma situação que prevê-se que seja regularizada em 2017. [49]

3.10 Considerações finais

Este capítulo teve como principal objetivo fazer uma abordagem, mais detalhada, aos principais equipamentos utilizados em parques FV de média potência, assim como aos vários aspetos a ter em consideração aquando da escolha e dimensionamento de cada um. Numa primeira fase, abordou-se a análise a ser feita quando pretendemos projetar um sistema FV, analisar o local.

No que toca ao dimensionamento do lado DC do sistema, analisou-se mais pormenorizada-mente o gerador FV, o inversor, as caixas de ligação e a cablagem DC. Um dos fatores essenciais a ter em conta, no que toca à produção de energia fotovoltaica, é escolher o ângulo de inclinação ótimo utilizado no lugar em estudo, pelo que um método geral foi considerado com vista à sua obtenção. Já para o inversor, é muito importante ter em conta a tensão máxima DC, com vista a reduzir não só o custo inicial do projeto, como também as perdas energéticas. Com o intuito de maximizar o desempenho de todo o sistema FV, vários parâmetros com vista à sua maximização foram abordados. O dimensionamento da cablagem DC tem que ser realizado em duas fases distintas, sendo, a primeira, o cabo que liga cada fileira a uma determinada caixa de ligação, e a segunda, a ligação entre a caixa de ligação e o inversor.

Por outro lado, também foi importante ter várias considerações em relação ao dimensionamento da rede MT, entre os quais a escolha do transformador, a cablagem AC e o posto de corte e seccionamento, que fará a interligação com a rede elétrica. Por fim, toda a energia quer for injetada na rede elétrica será alvo de um estudo económico, tendo como base os incentivos criados pelo governo vietnamita.

Capítulo 4

Dimensionamento e estudo de caso: Phu Lac, Vietnam

4.1 Análise da localização

A localização dada para projetar o sistema FV industrial ligado à rede, como se pode ver na figura 4.1, é o sul do Vietname, mais precisamente Phu Lac. Esta encontra-se a uma latitude de $11^{\circ}13'23.62''\text{N}$ e uma longitude de $108^{\circ}41'47.58''\text{E}$, com uma elevação de 73 metros.

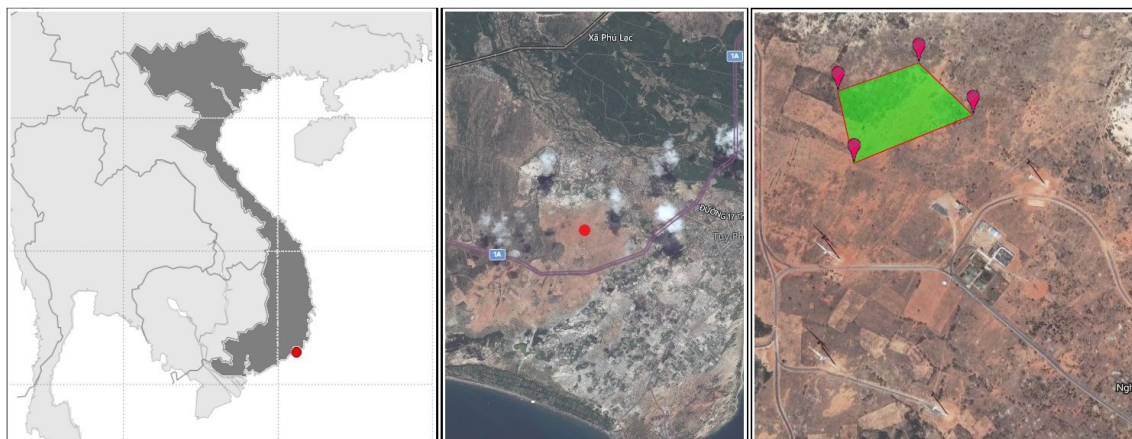


Figura 4.1: Mapa da localização de Phu Lac, no Vietname. Adaptado de [30] e Daft Logic.

O Vietname é um país muito longo, fazendo com que hajam condições ambientais distintas ao longo do próprio. Enquanto que o norte é tipicamente mais frio, o sul é predominantemente mais quente. No que toca à radiação solar, analisando os mapas de radiação solar providenciados pelo *Ministry of Industry and Trade of The Socialist Republic of Vietnam* (anexo A), é possível verificar que o sul possui um enorme potencial solar, muito propício à instalação de sistemas FV. Ainda no sul, a média diária anual da radiação global horizontal é de $4,8\text{kWh}/\text{m}^2$ e a média diária anual de radiação direta é de $4,2\text{kWh}/\text{m}^2$. [50]

Em relação ao local em si, segundo os gráficos da figura 4.2, verifica-se que se não houver grandes obstruções de qualquer elemento que impeça a radiação solar de incidir na superfície terrestre, como as nuvens, este consegue atingir em média cerca de 8 a 9 horas diárias de grande exposição ao sol, tal como acontece de novembro a abril. A análise da temperatura também é importante pois temperaturas demasiado altas são capazes de criar situações térmicas adversas ao sistema, assim como diminuir a potência de saída e consequente eficiência do sistema, e temperaturas demasiado baixas normalmente encontram-se relacionadas a baixos níveis de radiação. No entanto, estas geralmente variam entre 20 a 30° ao longo de todo o ano, o que é considerado ótimo para um sistema deste género.

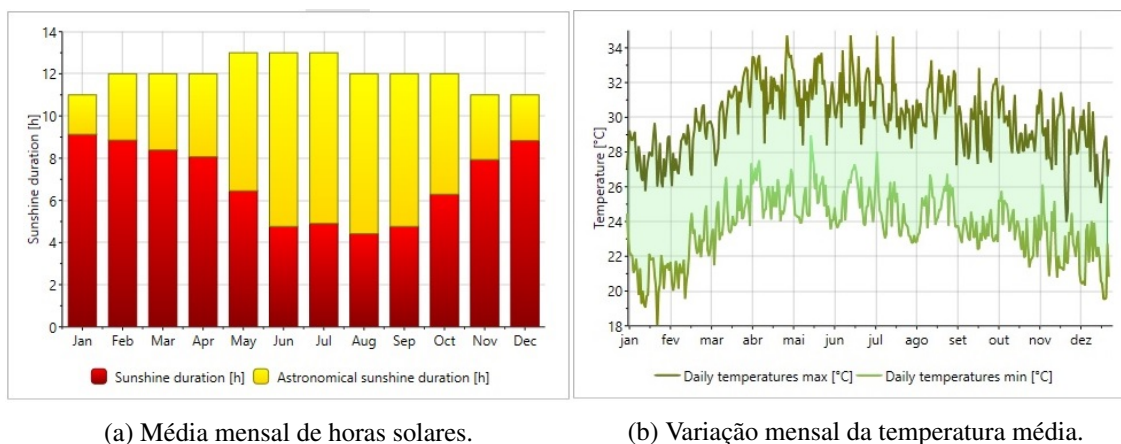


Figura 4.2: Variação ambientais no Vietname. Fonte: *Meteonorm*

Ao analisar mais de perto o lugar, e ainda segundo a figura 4.1, é possível verificar a existência de geradores eólicos, que poderão causar sombreamento. Para evitar tal sombreamento, e dado que este lugar trata-se de um enorme descampado e houve liberdade em escolher o espaço final, escolheu-se uma localização onde não existe nenhum aerogerador por perto. Possivelmente também poderão existir árvores que, em vez de serem destruídas, poderão ser deslocadas para as redondezas. Assim, o único sombreamento a ser futuramente analisado é aquele causado pelo próprio sistema FV.

O espaço escolhido para o parque FV possui cerca de 20 hectares, pelo que espera-se que exista uma enorme flexibilidade em desenhar o seu *layout*. O cálculo da área foi realizado através da plataforma online *Daft Logic: Google Maps Area Calculator Tool*.

4.2 Previsão da configuração dos módulos fotovoltaicos

A previsão da configuração dos módulos FV consiste, essencialmente, em determinar os ângulos de orientação e de inclinação ótimos para um sistema fixo. Desta forma, os módulos serão capazes de captar uma maior quantidade de radiação solar durante um dia.

Visto que a localização encontra-se no hemisfério norte, os módulos FV serão direcionados para o plano do equador, ou seja, serão diretamente orientados a sul, sendo o ângulo de orientação de 0° .

Por outro lado, o ângulo de inclinação requer um estudo mais aprofundado. A obtenção deste consistiu na elaboração de um programa em *Matlab*, cujo fluxograma e algoritmo encontram-se no anexo B. A base do programa consiste no método enunciado em 3.2.2, com uma simplificação. A simplificação consistiu em não calcular a radiação extraterrestre, sendo que a radiação global para o plano horizontal, assim como o índice de atenuação, foram obtidos diretamente de uma plataforma *online*, o *NASA SSE*, facilitando assim a continuação do método. Na tabela 4.1 é possível visualizar os dois valores extraídos da plataforma *online*, segundo a localização de Phu Lac. De referir ainda que, além destas duas variáveis, o programa elaborado tem ainda como input a latitude do lugar.

Tabela 4.1: Valores da radiação global horizontal e do índice de atenuação, para o dia médio de cada mês. Fonte: *NASA SSE*

	$\bar{H}(kWh/m^2)$	\bar{K}_T
Janeiro	5,37	0,610
Fevereiro	5,97	0,620
Março	6,16	0,600
Abril	6,01	0,560
Maio	5,28	0,500
Junho	4,84	0,460
Julho	4,78	0,450
Agosto	4,54	0,430
Setembro	4,57	0,440
Outubro	4,47	0,460
Novembro	4,53	0,510
Dezembro	4,68	0,550

O objetivo essencial do programa consiste em calcular, para cada mês do ano, o grau de inclinação que fornece a maior quantidade de radiação global incidente no módulo, sendo que a inclinação varia entre -90 e 90° . O mesmo procedimento também é efetuado no panorama anual.

O *output* do programa, figura 4.3, fornece-nos então o valor ótimo do ângulo de inclinação anual a utilizar para o dimensionamento do sistema FV. Como método de verificação da fiabilidade do cálculo foi também efetuado o cálculo da inclinação ótima em Lisboa, figura 4.3b. Como se sabe, em Portugal este ângulo anda à volta dos 35° , sendo que o obtido foi 31° . Já em Phu Lac, 4.3a, o ângulo de inclinação ótimo obtido foi de 13° , com uma média anual de radiação global

incidente no valor de $5,19 \text{ kWh/m}^2$. Apesar de possivelmente existirem ligeiros erros, o ângulo a utilizar no dimensionamento do gerador FV será o que foi aqui obtido.

Mês	Ht (kWh/m ² /day)	Inclinacao	Mês	Ht (kWh/m ² /day)	Inclinacao
1	6.51	39.00	1	4.23	62.00
2	6.61	29.00	2	4.85	53.00
3	6.30	14.00	3	5.75	40.00
4	6.02	-3.00	4	6.33	22.00
5	5.41	-15.00	5	6.84	6.00
6	5.03	-19.00	6	7.26	-2.00
7	4.92	-17.00	7	7.25	1.00
8	4.57	-8.00	8	6.90	16.00
9	4.59	6.00	9	6.18	33.00
10	4.68	21.00	10	5.26	49.00
11	5.16	34.00	11	4.31	59.00
12	5.68	40.00	12	3.64	63.00
Anual:	5.19	13.00	Anual:	5.41	31.00

(a) Phu Lac, Vietnam.

(b) Lisboa, Portugal.

Figura 4.3: *Output* do método de cálculo para o ângulo de inclinação ótimo.

De notar ainda que este ângulo é providenciado por diversas plataformas, pelo que poderia simplesmente recorrer a elas. No entanto, visto que todas as plataformas possuem graus de inclinação ligeiramente distintos, como se pode visualizar na tabela 4.2, foi decidido recorrer a este método para ter um valor aproximado do ângulo de inclinação ótimo praticado no Vietnam. Os diferentes valores evidenciados pelas distintas plataformas, e por este método, podem ser fruto dos diferentes cálculos utilizados ou mesmo dos dados de radiação ligeiramente distintos que cada plataforma possui. Como se pode ver, o próprio ângulo de inclinação dado pela plataforma utilizada, para obter os dados de entrada do algoritmo, revela um ângulo diferente do obtido por este método.

Tabela 4.2: Ângulos de inclinação providenciados pelas distintas plataformas.

Plataforma	NASA SSE	SOLARGIS	PVGIS	PVsyst
Ângulo de inclinação	17	11	13	13

4.3 Escolha do equipamento e definição do Caso A e Caso B

Uma análise de mercado permitiu investigar acerca dos fabricantes que garantem uma maior qualidade por parte dos seus equipamentos, assim como também investigar o que é prática comum em sistemas de média potência. Segue-se uma análise aos equipamentos escolhidos por forma a dar continuidade com o dimensionamento do sistema FV.

- **Módulos fotovoltaicos:**

No que toca à escolha dos módulos FV, deu-se prioridade a fabricantes de topo como a *SolarWorld*, *Canadian Solar*, *REC*, *Centrosolar*, *Upsolar*, e até mesmo a fabricantes dentro do Vietname, como a *Boviet* ou a *IREX*. A escolha do material dos módulos foi o silício cristalino pois, além de serem os mais utilizados atualmente, os de telureto de cádmio, ou de outro tipo de material, ainda não se encontram comercialmente disponíveis para grandes potências de pico. A escolha final recaiu sobre a *SolarWorld*, um dos fabricantes a nível mundial que dão melhores garantias de qualidade, assim como a *Trina Solar*, um fabricante que tem vindo a ganhar muito destaque nos últimos anos. As potências máximas de cada um são, respetivamente, 340W e 320W. As caraterísticas de cada um podem ser consultadas na tabela 4.3, assim como no anexo C.1 e C.2.

Tabela 4.3: Caraterísticas dos módulos FV escolhidos.

Manufacturer	Trina Solar	SolarWorld
Model	320TSM-PD14	SW 340 XL
Peak Power, P _{max} [Wp]	320	340
Maximum Power Voltage [V]	37,1	38
Maximum Power Current [A]	8,63	9,01
Open Circuit Voltage [V]	45,8	47,6
Short Circuit Current [A]	9,1	9,69
Module Efficiency [%]	16,5	17,04
Cell type	Multy	Mono
Largura [m]	0,992	1,001
Altura [m]	1,956	1,993
Temperature Coefficient of Voc [%/°C]	-0,32	-0,304

- **Inversores:**

Em relação aos inversores utilizados, deu-se prioridade a fabricantes de topo como a *Solectria*, *ABB*, *Ingeteam*, *SMA*, *Fronius*, etc. Visto que o sistema FV a dimensionar é de 1MW, escolheu-se 4 inversores de 250kW cada um. O objetivo desta escolha consistiu na distribuição equitativa do gerador FV, apostando na estabilidade e continuidade de serviço do sistema FV pois assim existirão 4 grupos independentes. Tal como foi analisado na secção 3.3.2, para sistemas FV industriais optam-se geralmente por inversores com tensão máxima, no lado DC, de 1000V. O anexo C.4 e C.3, assim como a tabela 4.4, providenciam as caraterísticas dos inversores escolhido, da *ABB* e da *Ingeteam*.

Tabela 4.4: Caraterísticas dos inversores escolhidos.

Manufacturer	Ingeteam	ABB
Model	250TL U X208	PVS800-57-0250kW-A
Nominal Power (kW)	250	250
min. MPP Volt. (V)	350	450
max. MPP Volt. (V)	820	825
Max. Volt. DC (V)	1000	1000
Maximum Operating DC Current (A)	780	600

- **Caixas de ligação do lado DC:**

No anexo C.5 encontra-se a *datasheet* da caixa de ligação escolhida. Esta consiste, essencialmente, numa caixa capaz de receber a entrada por parte de 8 fileiras de módulos FV. O cabo

que realizará essa ligação, entre as fileiras e a caixa, terá que possuir no máximo uma secção de $16mm^2$, sendo que o calibre do fusível poderá ir até 14A.

• **Definição do Caso A e do Caso B:**

O dimensionamento do parque FV irá continuar através da escolha de dois casos distintos, o Caso A e o Caso B. O objetivo da definição destes dois casos consiste em determinar qual dos dois será mais vantajoso, no final. Além disso, tem também como objetivo tornar este estudo mais dinâmico. O equipamento foi separado da seguinte maneira:

- Caso A: Irá utilizar inversores da *ABB*, em conjunto com os módulos FV de 320W da *Trina Solar*;
- Caso B: Irá utilizar inversores da *Ingeteam*, em conjunto com os módulos FV de 340W da *SolarWorld*.

4.4 Configuração e layout do sistema fotovoltaico (Lado DC)

4.4.1 Número mínimo e máximo de módulos em série e número máximo de fileiras

A análise da quantidade mínima e máxima de módulos em série, assim como do número de fileiras máximo, que um inversor é capaz de suportar é importante para realizar, posteriormente, estudos que visam maximizar o desempenho do sistema FV.

De forma a efetuar os seguintes cálculos, para cada caso, são consideradas as expressões presentes na secção 3.5.2. Apesar da temperatura no Vietname raramente atingir graus negativos, ou mesmo nulos, considerou-se uma temperatura mínima de -10° e máxima de 70° , por motivos de segurança.

4.4.1.1 Caso A: Inversor ABB e Módulos TSM320

• **Número máximo e mínimo de módulos em série:**

As expressões 4.1 e 4.2 permitem concluir que no máximo poderão haver 19 módulos FV em série e também que o número destes não poderá ser inferior a 15, sob efeito de comprometer o inversor.

$$V_{oc(-10^\circ C)} = \left(1 - \frac{(25^\circ C - (-10^\circ C)) \times (-0,32)}{100}\right) \times 45,8 = 50,9296V$$

$$N_{max} = \frac{1000}{50,9296} = 19,63 \quad (4.1)$$

$$V_{mpp(70^\circ C)} = \left(1 - \frac{(25^\circ C - (70^\circ C)) \times (-0,32)}{100}\right) \times 37,1 = 31,7676V$$

$$N_{min} = \frac{450}{31,7676V} = 14,17 \quad (4.2)$$

- **Número máximo de fileiras:**

O número de fileiras máximo suportado pelo sistema será de 69, conforme demonstra a expressão 4.3.

$$N_{fileiras} = \frac{600}{8,63} = 69,5 \quad (4.3)$$

Se considerarmos o número máximo de módulos FV em série e o número máximo de fileiras, aliado ao facto de estarmos a utilizar 4 inversores iguais, podemos concluir que a potência máxima suportada pelo sistema poderá ir até os 1678,08W. No entanto, obviamente que este valor terá que ser analisado pois pode comprometer a segurança de todo o sistema e, principalmente, pode danificar o inversor por este encontrar-se a um nível de sobrecarga demasiado elevado.

4.4.1.2 Caso B: Inversor Ingeteam e Módulos WS340

- **Número máximo e mínimo de módulos em série:**

Analogamente ao Caso A, as expressões 4.4 e 4.5 permitem concluir que o número máximo de módulos em série do Caso B é de 18 e o número mínimo é de 11.

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}C - (-10^{\circ}C)) \times (-0,304)}{100}\right) \times 47,6 = 52,66464V \quad (4.4)$$

$$N_{max} = \frac{1000}{52,66464} = 18,98$$

$$V_{mpp(70^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}C - (70^{\circ}C)) \times (-0,304)}{100}\right) \times 38 = 32,8016V \quad (4.5)$$

$$N_{min} = \frac{350}{32,8016} = 10,67$$

- **Número máximo de fileiras:**

Como número máximo de fileiras, segundo a expressão 4.6, poderemos ter 86, o que demonstra uma maior flexibilidade por parte deste inversor.

$$N_{fileiras} = \frac{780}{9,01} = 86,57 \quad (4.6)$$

4.4.2 Análise da distância entre fileiras

A análise da distância entre fileiras de módulos FV é essencial para evitar possíveis sobre-amentos. Para obter uma aproximação da distância a escolher serão utilizadas as expressões 3.12 e 3.13, sendo que a expressão 3.14 não se aplica porque o ângulo de inclinação de 13° não se enquadra dentro dos seus limites da sua utilização.

Para o cálculo da expressão 3.12 é necessário ter em conta o ângulo de altura solar que é feito perante um módulo FV, no pior caso possível. Este caso sucede no solstício de inverno, que se dá em dezembro no Vietname. Através de uma plataforma *online*, o *SunCalc*, foi possível

concluir que o ângulo de altura do sol a considerar é de aproximadamente $55,23^\circ$. Considerando as dimensões do módulo do Caso A, os resultados são os seguintes:

$$d = \frac{1,956 \times \sin(180^\circ - 13^\circ - 55,23^\circ)}{\sin(55,23^\circ)} = 2,21m \quad (4.7)$$

$$d = 3,5 \times 1,956 \times \sin(13^\circ) + 1,956 \times \cos(13^\circ) = 3,45m \quad (4.8)$$

No caso dos módulos estarem deitados, as distâncias são as seguintes:

$$d = \frac{0,992 \times \sin(180^\circ - 13^\circ - 55,23^\circ)}{\sin(55,23^\circ)} = 1,12m \quad (4.9)$$

$$d = 3,5 \times 0,992 \times \sin(13^\circ) + 0,992 \times \cos(13^\circ) = 1,75m \quad (4.10)$$

As distâncias anteriormente obtidas dizem respeito à distância verificada entre o início de um módulo de uma dada fileira e o início de um módulo da fileira que se segue. Aliando isso ao facto de ser necessário uma distância mínima de 3 a 4 metros, entre fileiras, conclui-se que nenhuma das distâncias anteriores verifica-se minimamente ótima.

Portanto, para otimizar o espaço analisou-se também a possibilidade de ter uma estrutura com vários módulos empilhados. Um aspeto a ter em atenção neste procedimento é o facto da estrutura poder ser posta em causa se existirem forças criadas por ventos fortes, pelo que não é correto empilhar demasiados. Na tabela 4.5 é possível verificar todas as distâncias consideradas para a escolha final da distância do Caso A.

Tabela 4.5: Cálculo de distância entre fileiras para o Caso A.

Nº de painéis empilhados	1		2		3	
Disposição	Ao alto	Deitado	Ao alto	Deitado	Ao alto	Deitado
Lado inclinado do módulo [m]	1,96	0,99	3,91	1,98	5,87	2,98
Lado base do módulo [m]	0,99	1,96	0,99	1,96	0,99	1,96
Projeção do módulo no plano	1,91	0,97	3,81	1,93	5,72	2,90
Distancia (I) [m]	2,21	1,12	4,42	2,24	6,63	3,36
Distancia (II) [m]	3,45	1,75	6,89	3,50	10,34	5,24
Distancia escolhida [m]	3,40	1,75	7,20	3,50	10,34	5,24
Distância entre fileiras [m]	1,49	0,78	3,39	1,56	4,62	2,34

A escolha final recaiu sobre uma estrutura com 2 módulos empilhados ao alto, pois a distância de 7,20m desde o início de uma estrutura até o início da seguinte garante-nos que irá existir uma distância de 3,39 metros entre fileiras, cumprindo assim com o objetivo desta análise. De notar ainda que, dado às enormes semelhanças entre as dimensões dos módulos utilizados por ambos os casos, esta distância também será utilizada para o Caso B.

4.4.3 Análise de desempenho do sistema fotovoltaico

Na secção 3.4 abordou-se uma série de aspetos e parâmetros que visam determinar o nível de potência ótimo a instalar no sistema FV. Tais conceitos serão postos em prática nesta secção.

Para determinar a potência ótima a instalar no parque FV foram realizadas várias simulações através do *PVsyst*. As simulações consistiram em variar a potência instalada do sistema, segundo a expressão 3.16, através da variação do rácio de sobredimensionamento entre 1.1 e 1.2, pois Phu Lac é um lugar com grandes níveis de insolação. Também tentou-se perceber o efeito causado no sistema por rácios superiores. É ainda de referir que o custo dos módulos utilizado foi providenciado para este estudo, sendo este no valor de $0,35USD/W_p$.

4.4.3.1 Análise para o Caso A

A variação do rácio de sobredimensionamento permitiu avaliar certos parâmetros acerca da potência ótima a escolher. Na tabela 4.6 é possível visualizar alguns dos dados obtidos pelas várias simulações, para o Caso A.

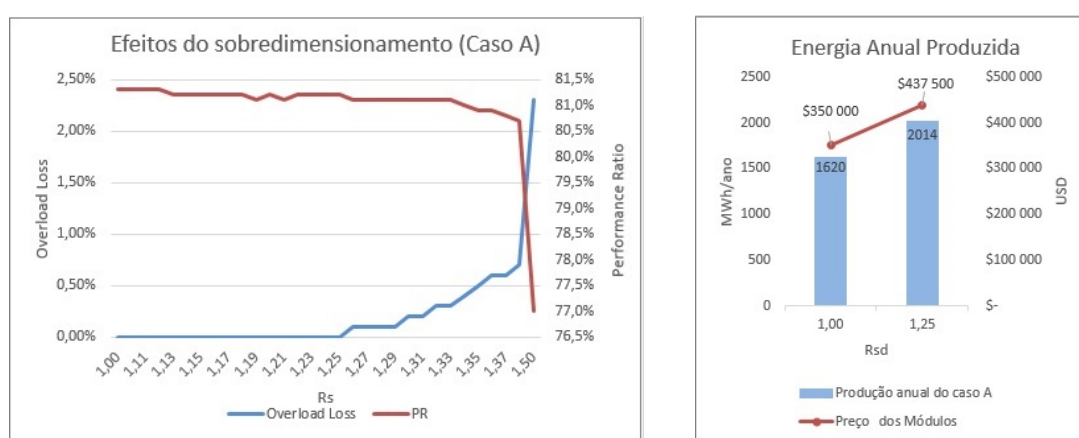
Tabela 4.6: Análise de sobredimensionamento para o Caso A.

Caso A (Inversor: ABB, Módulos: TS 320W)						
Rsd	Pot. Inst. [kW]	Preço dos Módulos [USD]	Nº Módulos Previsto	Prod. Anual [MWh/ano]	SY [MWh/ano]	PR [%]
1,00	1000	\$ 350 000	3125	1620	1615	81,3%
1,10	1100	\$ 385 000	3438	1777	1614	81,3%
1,11	1110	\$ 388 500	3469	1785	1614	81,3%
1,12	1120	\$ 392 000	3500	1810	1614	81,3%
1,13	1130	\$ 395 500	3532	1826	1614	81,2%
1,14	1140	\$ 399 000	3563	1843	1614	81,2%
1,15	1150	\$ 402 500	3594	1859	1614	81,2%
1,16	1160	\$ 406 000	3625	1875	1614	81,2%
1,17	1170	\$ 409 500	3657	1892	1614	81,2%
1,18	1180	\$ 413 000	3688	1908	1613	81,2%
1,19	1190	\$ 416 500	3719	1925	1613	81,1%
1,20	1200	\$ 420 000	3750	1941	1613	81,2%
1,21	1210	\$ 423 500	3782	1957	1613	81,1%
1,22	1220	\$ 427 000	3813	1974	1613	81,2%
1,23	1230	\$ 430 500	3844	1982	1613	81,2%
1,24	1240	\$ 434 000	3875	1998	1613	81,2%
1,25	1250	\$ 437 500	3907	2014	1613	81,2%
1,26	1260	\$ 441 000	3938	2031	1612	81,1%
1,27	1270	\$ 444 500	3969	2047	1612	81,1%
1,28	1280	\$ 448 000	4000	2063	1611	81,1%
1,29	1290	\$ 451 500	4032	2079	1611	81,1%
1,30	1300	\$ 455 000	4063	2094	1610	81,1%

À partida verifica-se que existem vários rácios de sobredimensionamento que poderão ser utilizados, porque o *performance ratio* revela-se sempre ótimo. No entanto, o rácio escolhido para

o Caso A foi de 1.25, com uma potência instalada de 1250kW e uma previsão de serem utilizados cerca de 3907 módulos FV, que conseguirão colocar no lado AC dos inversores aproximadamente 2014MWh/ano.

Visto que não existem restrições de espaço na zona que se pretende instalar o parque FV, a condição de paragem consistiu nas perdas por sobrecarga que começam a surgir à medida que subimos a potência instalada, como se pode visualizar na figura 4.4a. Ao aumentarmos a potência instalada para valores demasiado altos, o inversor entra em sobrecarga e começam a existir perdas consideráveis, que poderão ir até os 2,5%. Como se pode ver na figura 4.4a, isto faz com que o índice de desempenho comece a cair gradualmente a partir do rácio de 1.25, algo que se deve evitar.



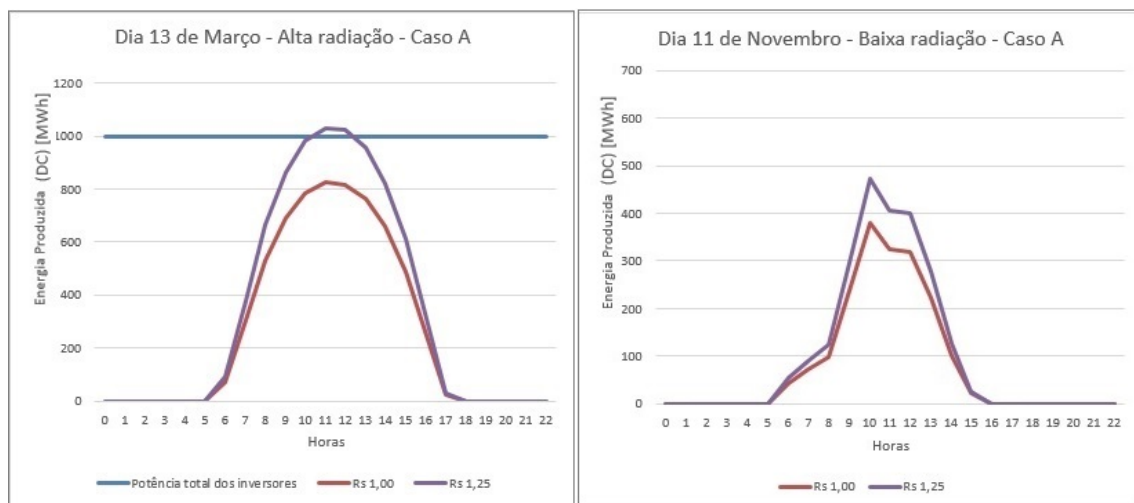
(a) Perdas por sobrecarga vs. *Performance Ratio*.

(b) Produção Anual vs. Investimento.

Figura 4.4: Efeitos do sobredimensionamento no sistema FV do Caso A.

A figura 4.4b demonstra que a energia anual produzida, caso a potência instalada fosse igual à potência nominal, seria de 1620MWh/ano. Com o rácio escolhido esta passa a gerar mais 394MWh/ano, sendo que o investimento a efetuar será de apenas mais 87500USD, em relação ao caso em que o rácio é unitário. Esta análise revela-se determinante porque, assim, estamos a investir relativamente pouco para conseguirmos injetar mais energia na rede elétrica, que posteriormente gerará mais lucro aquando da sua venda.

O impacto do aumento do rácio de sobredimensionamento também pode ser verificado nas figuras 4.5 e 4.6. Em dias onde se verificam altos índices de radiação solar, o aproveitamento deste recurso também será muito melhor, como se pode visualizar na figura 4.5a. Observa-se ainda que, por volta das 12h acontece o pico da geração de energia. Nesse pico, os inversores encontram-se a aproveitar toda a sua potência de saída, ao colocar no seu lado AC 1MW de energia elétrica. Por outro lado, nesse pico também haverá ligeiras perdas energéticas pois a matriz fotovoltaica irá gerar mais que 1MW, limite máximo que os inversores devolvem para o lado AC.



(a) Dia de radiação elevada.

(b) Dia de radiação baixa.

Figura 4.5: Energia produzida pelo gerador FV do Caso A.

Por outro lado, para dias onde os níveis de radiação revelam-se demasiado baixos, como se pode verificar na figura 4.5b, o sistema dificilmente atingirá 1MW. No entanto, constata-se que o aproveitamento energético revela-se melhor no caso de sobredimensionamento. Por último, na figura 4.6 é possível observar que a energia produzida anualmente, para a média do dia médio de cada mês e no caso do sistema sobredimensionado, atinge um valor de, aproximadamente, mais 200MWh/ano em relação ao rácio unitário.

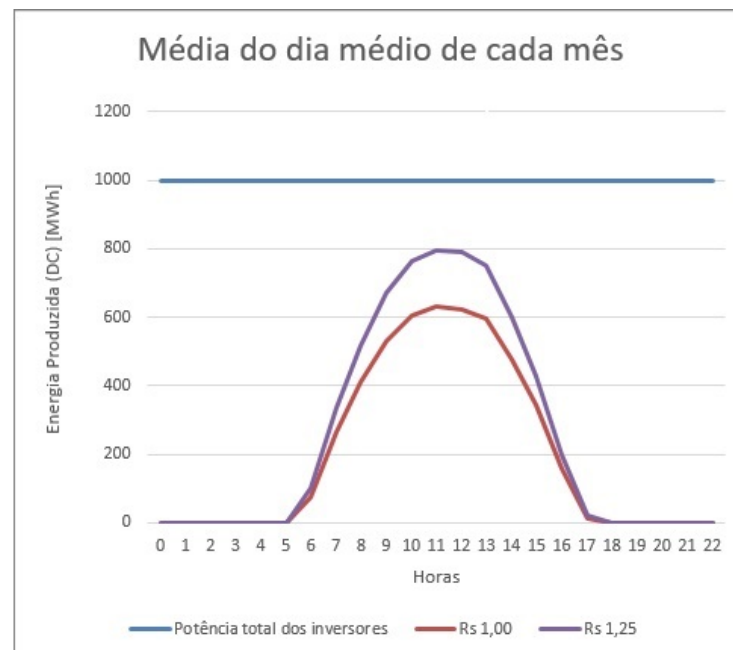


Figura 4.6: Desempenho do gerador FV, para o Caso A, referente à média do dia médio de cada mês.

4.4.3.2 Análise para o Caso B

Analisando a tabela 4.7, é possível verificar que existe uma boa combinação por parte de ambos os equipamentos que constituem o Caso B, visto que o *performance ratio* tem sempre valores muito bons ao longo de todos os rácios analisados, sempre superiores aos do Caso A. Ainda assim, o rácio de sobredimensionamento escolhido para este caso foi também de 1.25, visto que acima desse valor começam a existir perdas por sobrecarga, como se pode verificar na figura 4.7a. Apesar da escolha, e se houvessem restrições de espaço, valores como o 1.21 ou 1.19 poderiam facilmente ser considerados, por também providenciarem um bom desempenho.

Tabela 4.7: Análise de sobredimensionamento para o Caso B.

Caso B (Inversor: Ingeteam, Módulos: SW 340W)						
Rsd	Pot. Inst. [kW]	Preço dos Módulos [USD]	Nº Módulos Previsto	Prod. Anual [MWh/ano]	SY [MWh/ano]	PR [%]
1,00	1000	\$ 350 000	2942	1625	1623	81,8%
1,10	1100	\$ 385 000	3236	1788	1623	81,8%
1,11	1110	\$ 388 500	3265	1799	1622	81,7%
1,12	1120	\$ 392 000	3295	1821	1621	81,7%
1,13	1130	\$ 395 500	3324	1837	1621	81,7%
1,14	1140	\$ 399 000	3353	1854	1621	81,8%
1,15	1150	\$ 402 500	3383	1871	1622	81,7%
1,16	1160	\$ 406 000	3412	1874	1621	81,7%
1,17	1170	\$ 409 500	3442	1895	1624	81,9%
1,18	1180	\$ 413 000	3471	1911	1621	81,7%
1,19	1190	\$ 416 500	3500	1936	1625	81,9%
1,20	1200	\$ 420 000	3530	1948	1620	81,7%
1,21	1210	\$ 423 500	3559	1962	1625	81,9%
1,22	1220	\$ 427 000	3589	1988	1624	81,9%
1,23	1230	\$ 430 500	3618	1985	1620	81,7%
1,24	1240	\$ 434 000	3648	2008	1622	81,8%
1,25	1250	\$ 437 500	3677	2022	1620	81,6%
1,26	1260	\$ 441 000	3706	2045	1620	81,7%
1,27	1270	\$ 444 500	3736	2059	1619	81,6%
1,28	1280	\$ 448 000	3765	2080	1620	81,6%
1,29	1290	\$ 451 500	3795	2083	1621	81,7%
1,30	1300	\$ 455 000	3824	2110	1621	81,7%

Com este sobredimensionamento, o sistema FV do Caso B conseguirá colocar no lado AC dos inversores cerca de 2022MWh/ano, mais 8MWh/ano que o verificado no Caso A. No total, em relação ao rácio unitário, o sobredimensionamento faz com que seja possível um acréscimo de 397MWh/ano, que será possível através de um investimento inicial de mais 87500USD, conforme se verifica na figura 4.7b.

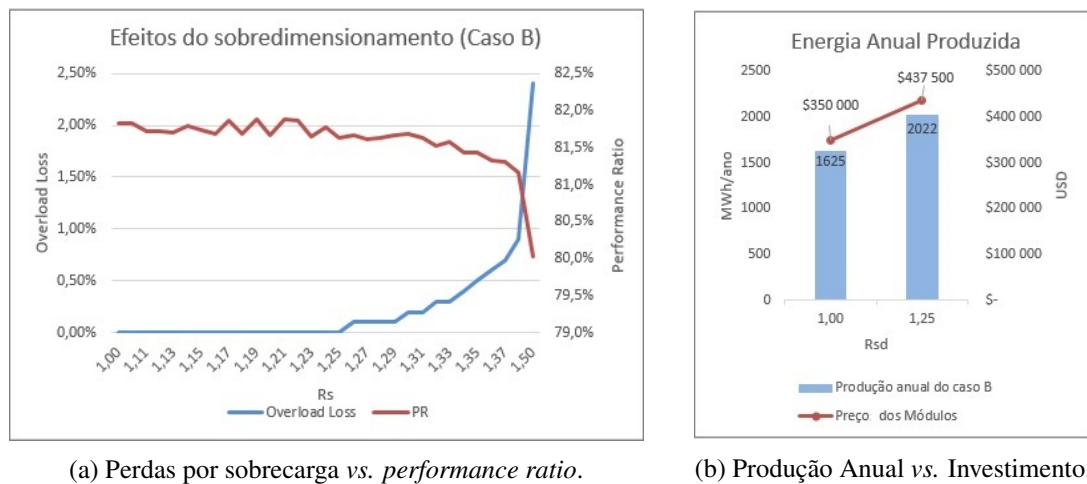


Figura 4.7: Efeitos do sobredimensionamento no sistema FV do Caso B

4.4.4 Configuração e layout final do parque

4.4.4.1 Caso A

A análise da potência instalada permitiu prever uma potência de 1250kW para o sistema FV, atingida por um rácio de 1.25 e aproximadamente 3907 módulos FV de 320W da Trina Solar.

Tendo em conta os valores mínimos e máximos evidenciados em 4.4.1, a decisão final recaiu sobre um total de 61 fileiras em que cada uma possui 16 módulos em série. Aliado a isso temos também o facto de serem utilizados 4 inversores, da ABB, com 250kW cada um, pelo que o número de fileiras total do sistema será de 244. Logo, para o Caso A serão utilizados 3904 módulos. A potência instalada final é então dada pela expressão 4.11.

$$P_{FV} = 61 \times 4 \times 16 \times 0,32 = 244 \times 16 \times 0,32 = 3904 \times 0,32 = 1249,28kW \quad (4.11)$$

A decisão de descer ligeiramente a potência instalada consistiu no desenho da própria instalação fotovoltaica, de maneira a distribuir equitativamente a potência por todos os inversores e também para todas as fileiras possuírem um número igual de módulos FV. Note-se ainda que, a estrutura escolhida para a instalação permite a colocação de 2 fileiras de 16 módulos cada uma. Como tal, no total serão utilizadas 30 estruturas que possibilitam a agregação de 32 módulos e 1 estrutura que possibilita a agregação de 16.

Por último, tendo em conta que cada caixa de ligação possui *inputs* para até 8 fileiras, foram utilizadas 8 caixas de ligação para cada inversor, perfazendo assim um total de 32 para todo o sistema. A distribuição destas pelo parque tem que ser feita tendo em conta o dimensionamento dos cabos a realizar na secção 4.4.5.

Para desenhar o *layout* final do parque FV recorreu-se à plataforma *Autocad*, sendo que, além das considerações anteriormente tomadas, foi também necessário desenhar uma estrada que facilite os acessos e vedar todo o local para impedir acesso a intrusos. O *layout* do Caso A pode ser

consultado no anexo D.1, e a área total que este ocupa é de $18941m^2$.

4.4.4.2 Caso B

Para o caso B a potência prevista a instalar segundo o rácio escolhido, de 1.25, é também de 1250, sendo esta atingida por aproximadamente 3677 módulos FV de 340W da Solar World.

Segundo os valores obtidos em 4.4.1 para o Caso B, a escolha final consistiu em 54 fileiras com 17 módulos em série cada uma. Isto dá-nos um total de 216 fileiras divididas entre 4 inversores de 250kW, da Ingeteam, e 3672 módulos FV. Para este caso a potência final é então dada por 4.12:

$$P_{FV} = 54 \times 4 \times 17 \times 0,34 = 216 \times 17 \times 0,34 = 3672 \times 0,34 = 1248,48kW \quad (4.12)$$

A escolha da potência final seguiu o mesmo princípio do Caso A. No entanto, neste caso teremos 27 estruturas capazes de agregar 2 fileiras de 17 módulos cada uma. No total serão utilizadas menos 4 caixas de ligação que no Caso A, perfazendo assim um total de 28 caixas que serão utilizadas para distribuir todas as fileiras do sistema. O facto do Caso B possuir menos módulos FV refletiu-se na área ocupada pelo parque, que é de $17719m^2$, sensivelmente menos $1200m^2$ que o Caso A. Por último, o *layout* do Caso B pode ser consultado no anexo D.2.

4.4.5 Dimensionamento dos cabos

Para proceder ao dimensionamento dos cabos DC, tal como foi abordado na secção 3.7, serão analisados os Cabos Solares, que fazem a ligação por parte de cada fileira até à devida caixa de ligação, e, posteriormente, as ligações, por Cabo BT, até o inversor. Dado à grande quantidade de cálculos a realizar, visto existirem imensos cabos a dimensionar, o processo de cálculo foi realizado em *Excel*.

De maneira a exemplificar o dimensionamento realizado para os cabos do lado DC será utilizada uma situação do Caso A, que consiste no caminho percorrido por um cabo desde a fileira S1 até a caixa de ligação SB1.1 e, posteriormente, da caixa de ligação SB1.1 ao inversor 1. Esta situação pode ser visualizada na figura 4.8, onde o cabo do terminal negativo das fileiras encontra-se a preto, o cabo do terminal positivo das fileiras encontra-se a vermelho e o cabo que liga a caixa de ligação ao inversor encontra-se a verde. Um *layout* em 3D também foi realizado, utilizando a ferramenta *GoogleSketchup*, sendo que a figura 4.9 tem como principal objetivo demonstrar, de maneira mais elucidativa, os equipamentos que fazem parte da ligação em estudo.

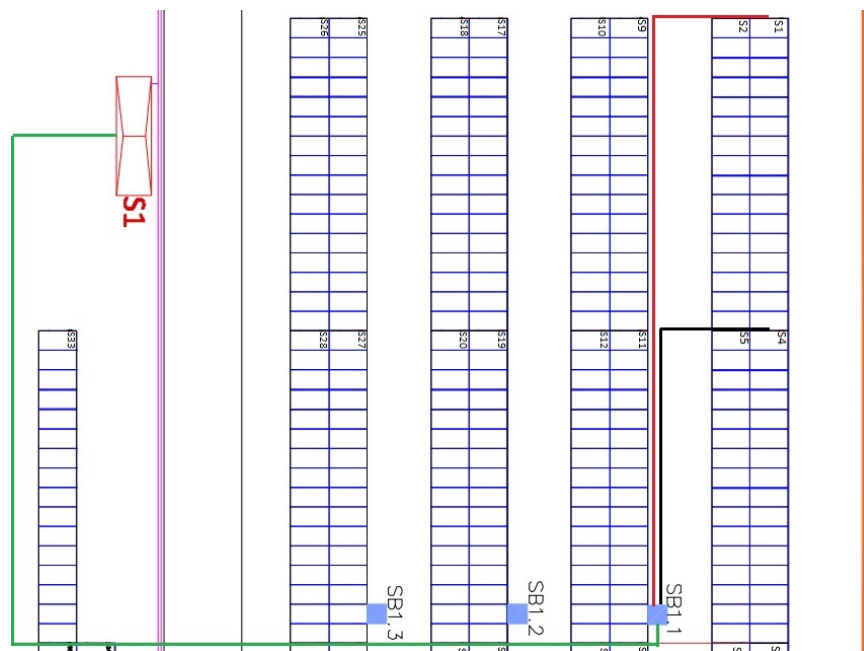


Figura 4.8: Ligação da fileira 1 à caixa de ligação SB1.1 e posterior ligação ao inversor 1.

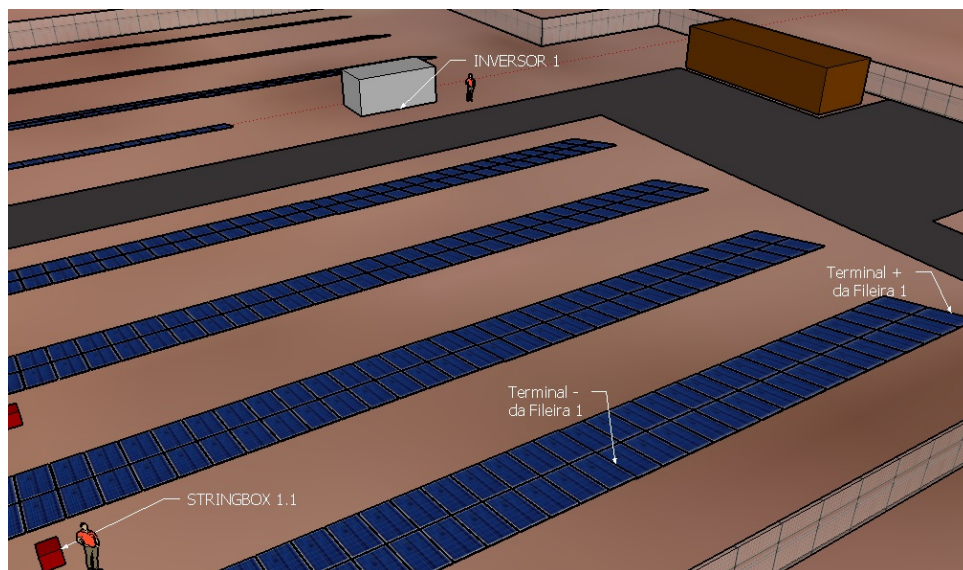


Figura 4.9: Equipamentos que fazem parte do percurso Fileira 1 > Caixa de ligação 1.1 > Inversor 1, desenhado através do *Google Sketchup*.

4.4.5.1 Cabo Solar

Como dados iniciais, temos que o comprimento do cabo que vem do terminal positivo da fileira é de 36,2m e o comprimento do cabo que vem do terminal negativo da fileira é de 20,15m. Segundo o *datasheet* do módulo da Trina Solar, a corrente de curto-circuito é de 9,1A e a corrente

do ponto de potência máximo é de 8,63A, sendo esta a nossa corrente de serviço. A partir daqui é possível proceder à verificação das condições enunciadas em 3.7.1, tal como se prossegue.

- Condição de aquecimento:

Começou-se por escolher o cabo FXV (RV-K), um cabo flexível, com condutor de cobre, uma secção de 10mm^2 e uma corrente máxima admissível de 64A. Segundo as expressões 4.13 e 4.14 conclui-se que esta condição foi verificada pois a corrente de serviço é muito inferior à corrente máxima admissível.

$$I'_Z = f_c \times I_Z = 0,9 \times 1,05 \times 0,85 \times 64 = 51,408\text{A} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} I_B &\leq I'_Z \\ 8,63 &\leq 51,408 \end{aligned} \quad (4.14)$$

- Condição de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos:

O *datasheet* da caixa de ligação permite fazer a escolha de vários calibres para o fusível, sendo que o escolhido para este caso foi 12A.

$$I_2 = 1,35 \times I_N = 1,35 \times 12 = 16,2\text{A} \quad (4.15)$$

De seguida calculou-se a condição que permite verificar se a proteção contra sobrecargas é efetiva e, tal como as expressões 4.16 e 4.17 demonstram, esta foi verificada com sucesso.

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I'_Z \\ 8,63 &\leq 12 \leq 51,408 \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} I_2 &\leq 1,45 \times I'_Z \\ 16,2 &\leq 1,45 \times 51,408 \\ 16,2 &\leq 74,5416 \end{aligned} \quad (4.17)$$

De forma a finalizar esta etapa, foi ainda necessário verificar, com sucesso, se o calibre do fusível escolhido encontra-se dentro dos limites especificados em 4.18.

$$\begin{aligned} 1,25 \times I_{SC} &\leq I_N \leq 2 \times I_{SC} \\ 1,25 \times 9,01 &\leq 12 \leq 2 \times 9,01 \\ 11,2625 &\leq 12 \leq 18,02 \end{aligned} \quad (4.18)$$

- Condição de queda de tensão:

Numa primeira fase, consultou-se nas tabelas providenciadas o valor da resistência (a 90°C), possuindo esta o valor de $5,3783718\Omega/m$. De seguida procedeu-se ao calculo da expressão 4.19,

que permite calcular o valor da queda de tensão deste caso. Como se verifica, através da expressão 4.20, a queda de tensão encontra-se abaixo do limite especificado de 1,25%. Para validar este cabo, falta assim calcular a queda de tensão máxima em conjunto com a verificada no cabo BT, e também a minimização das perdas.

$$\begin{aligned}\Delta U(V) &= \Delta U_1(V) = (R_{90^\circ C} \times f_c \times (\text{Comprimento})) \times I_B \\ &= 5,3783718 \times 1,05 \times \frac{(36,2 + 20,150)}{1000} \times 8,63 = 2,746V\end{aligned}\quad (4.19)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{mpp(stc)} \times N_S} \times 100 = \frac{2,746}{37,1 \times 16} \times 100 = 0,46\% \quad (4.20)$$

4.4.5.2 Cabo BT

Nesta situação, como dados iniciais e ainda segundo a figura 4.8, temos que o comprimento do cabo que vem da caixa de ligação até ao Inversor 1 é de 63,85m. Aliado a isso, a caixa de ligação 1.1 recebe a ligação por parte de 8 fileiras de módulos FV, pelo que a sua corrente de serviço será de 69,04A, como se pode verificar na expressão 4.21. Tendo ainda em conta as considerações enunciadas na secção 3.7.2, é possível proceder à verificação das condições de forma a validar do cabo escolhido.

$$I_B = 8 \times 8,63 = 69,04A \quad (4.21)$$

- Condição de aquecimento:

Por tratar-se de um dos cabos que irá ser percorrido por uma das maiores correntes verificadas no lado DC, começou-se por analisar um cabo do mesmo tipo que o utilizado para os Cabos Solares, mas com uma secção de $185mm^2$ e uma corrente máxima admissível de 220A. Segundo as expressões 4.22 e 4.23 conclui-se que esta condição foi verificada.

$$I'_Z = f_c \times I_Z = 0,65 \times 220 = 143A \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned}I_B &\leq I'_Z \\ 69,04 &\leq 143\end{aligned}\quad (4.23)$$

- Condição de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos:

Nesta situação, o calibre do fusível escolhido foi de 100A, sendo que a corrente convencional de funcionamento é calculada pela expressão 4.24.

$$I_2 = 1,35 \times 100 = 1,35 \times 12 = 135A \quad (4.24)$$

As expressões 4.25, 4.26 e 4.27 permitem concluir que a condição de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos encontra-se validada, e que o calibre do fusível escolhido é capaz de suportar determinadas condições adversas.

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I'_Z \\ 69,04 &\leq 100 \leq 143 \end{aligned} \quad (4.25)$$

$$\begin{aligned} I_2 &\leq 1,45 \times I'_Z \\ 135 &\leq 1,45 \times 143 \\ 135 &\leq 207,35 \end{aligned} \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned} 1,25 \times I_B &\leq I_N \leq 2 \times I_B \\ 1,25 \times 69,04 &\leq 100 \leq 2 \times 69,04 \\ 86,3 &\leq 100 \leq 138,08 \end{aligned} \quad (4.27)$$

- Condição de queda de tensão:

Para este cabo o valor da resistência (a 90°C) é de 0,474377Ω/m. Depois procedeu-se ao calculo da expressão 4.28, que permite calcular o valor da queda de tensão deste caso. De seguida, a expressão 4.29 permitiu verificar, com sucesso, se esta tensão encontra-se abaixo do limite de 1,25% imposto.

$$\begin{aligned} \Delta U(V) &= \Delta U_2(V) = (R_{90^\circ C} \times f_c \times (\text{Comprimento})) \times I_B \\ &= 0,474377 \times 1,05 \times \frac{(63,85)}{1000} \times 69,04 = 2,2V \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{mpp(stc)} \times N_S} \times 100 = \frac{2,2}{37,1 \times 16} \times 100 = 0,37\% \quad (4.29)$$

- Queda de tensão total final:

A queda de tensão total final, do caminho percorrido pelos cabos desde a fileira até ao inversor, terá que ser menor que 2,5%, pelo que esta é cumprida com sucesso como se pode verificar na expressão 4.30.

$$\Delta U_{total}(\%) = \frac{\Delta U_1(V) + \Delta U_2(V)}{V_{mpp(stc)} \times N_S} \times 100 = \frac{2,746 + 2,2}{37,1 \times 16} \times 100 = 0,83\% \quad (4.30)$$

4.4.5.3 Perdas totais DC

A validação final dos cabos escolhidos consiste em verificar se as perdas totais finais não ultrapassam o limite de 1,25%. Caso tal não aconteça, será necessário ajustar a secção de algum cabo, ou mesmo alterar a localização das caixas de ligação, por forma a que o objetivo seja cumprido.

Continuando com a análise da situação exposta na figura 4.8, e tendo em conta as considerações enunciadas em 3.7.3, são então calculadas as perdas do cabo solar (4.31).

$$\begin{aligned} Perdas &= R_{90^{\circ}C} \times Comprimento \times I_B^2 \\ &= 5,3783718 \times (36,2 + 20,150) \times 1,05 \times 8,63^2 = 23,7kW \end{aligned} \quad (4.31)$$

Se fizermos todo este procedimento para os cabos de todas as 8 fileiras que vão até à caixa de ligação SB1.1, teremos um total de perdas no valor de 237,34kW. Já para o cabo que liga a caixa de ligação SD1.1 ao inversor 1 as perdas serão de 144,37kW, como verificado na equação 4.32.

$$\begin{aligned} Perdas &= R_{90^{\circ}C} \times Comprimento \times I_B^2 \\ &= 0,474377 \times (63,85) \times 1,05 \times 69,04^2 = 144,37kW \end{aligned} \quad (4.32)$$

A verificação final, para toda a cablagem DC dimensionada até aqui, consiste então em determinar se as perdas totais encontram-se abaixo do limite especificado de 1,25%. Segundo a expressão 4.33, o dimensionamento foi corretamente realizado, pelo que o cabo solar a utilizar será o modelo FXV(R-K) 2*10mm² e o cabo BT a utilizar será o modelo FXV(R-K) 2*185mm².

$$PerdasTotais(\%) = \frac{PerdasTotais(W)}{I_{B2} \times N_S \times V_{MPP}} \times 100 = \frac{237,34 + 144,37}{69,04 \times 16 \times 37,1} \times 100 = 0,93\% \quad (4.33)$$

4.4.5.4 Considerações finais do dimensionamento da cablagem DC

Dada a grande dimensão da tabela produzida para o dimensionamento do cabo solar, e aliado ao facto do sistema FV ser separado em quatro grupos iguais, nos anexos E.1 e E.2 apenas encontra-se disponível os valores para o dimensionamento dos cabos solares que fazem parte das caixas de ligação que ligam ao inversor 1 (grupo 1). Para os grupos 2, 3 e 4, os valores utilizados são os mesmos. Nesses anexos também é providenciado os cálculos para os cabos BT e a devida verificação ds queda de tensão máxima e perdas totais.

As figuras 4.10 e 4.11 permitem verificar que, na maior parte das vezes, as percentagens de perdas totais, quer para o Caso A ou para o Caso B, não ultrapassam sequer os 1%. Por último, na tabela 4.8 apresentam-se os comprimento finais de cada tipo de cabo dimensionado, para ambos os casos.

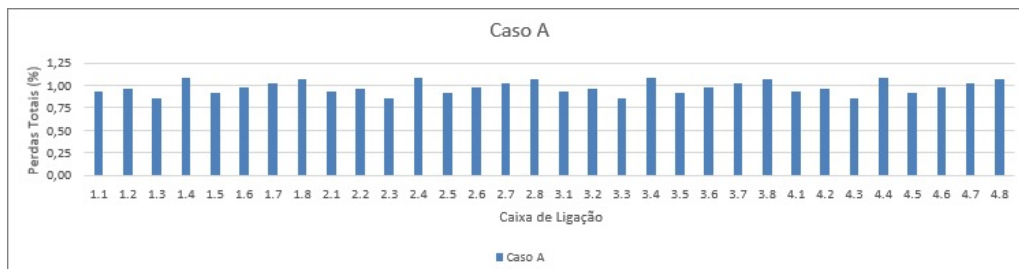


Figura 4.10: Percentagem de perdas finais para o Caso A.

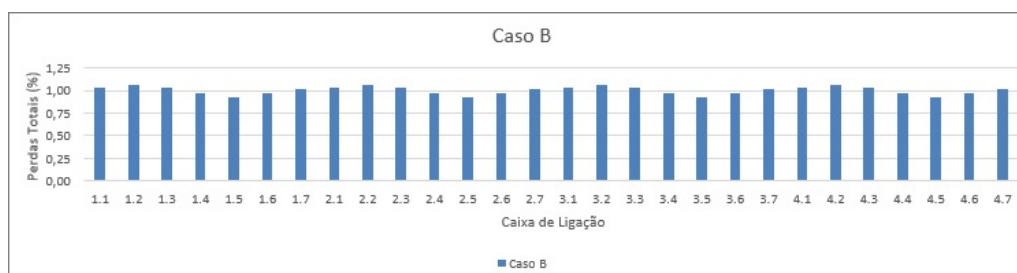


Figura 4.11: Percentagem de perdas finais para o Caso B.

Tabela 4.8: Comprimentos finais dos cabos para o Caso A e B.

Caso	Cabo Solar		Cabo BT	
	Tipo de cabo	Quantidade [m]	Tipo de cabo	Quantidade [m]
A	FXV (RV-K) 2*4 mm ²	6088	FXV (RV-K) 2*150 mm ²	2085,072
	FXV (RV-K) 2*6 mm ²	1968	FXV (RV-K) 2*185 mm ²	906,48
	FXV (RV-K) 2*10 mm ²	1440		
B	FXV (RV-K) 2*4 mm ²	5688	FXV (RV-K) 2*150 mm ²	1932,8
	FXV (RV-K) 2*6 mm ²	2944	FXV (RV-K) 2*185 mm ²	452

4.4.6 Esquema unifilar DC

O esquema unifilar DC consiste na representação gráfica de todos os equipamentos escolhidos, e pertencentes ao lado DC do sistema FV de média potência. Tendo em consideração apenas o Caso A, e tal como tem vindo a ser referido, o sistema FV dimensionado até aqui é constituído por 4 grupos iguais, como pode ser observado na figura 4.12. Esta ideologia aplica-se de igual modo para o Caso B, conforme se pode ver na figura 4.13.

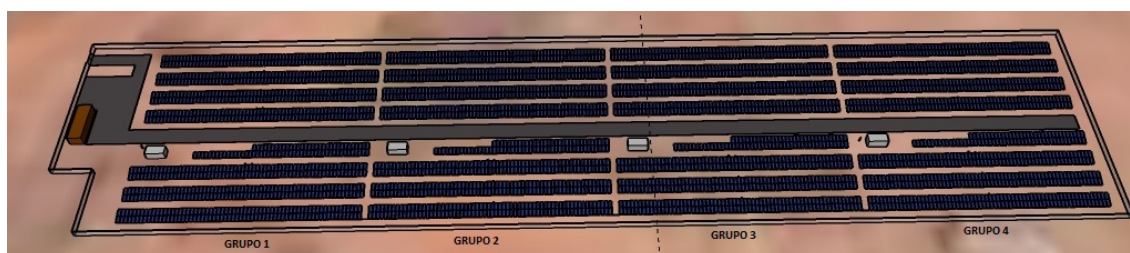


Figura 4.12: Layout do sistema FV, demonstrativo dos vários grupos existentes (Caso A).

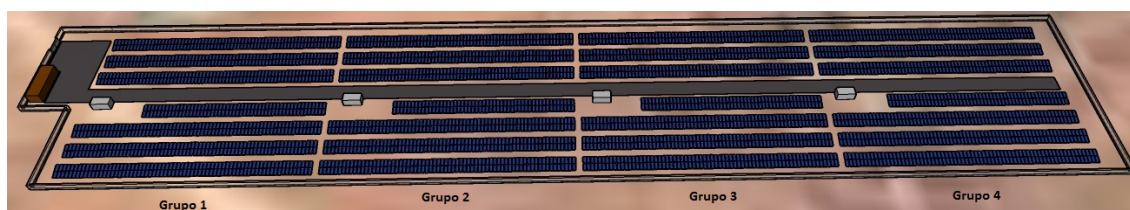


Figura 4.13: Layout do sistema FV, demonstrativo dos vários grupos existentes (Caso B).

Através da figura 4.14 é possível visualizar os equipamentos DC que pertencem ao grupo 1 do Caso A. É possível verificar que o circuito unifilar, neste caso, possuirá 8 caixas de ligação, sendo que ao todo 976 módulos FV são distribuídos por 61 fileiras. Posteriormente, as fileiras são ligadas às caixas de ligação através dos cabos monofásicos dimensionados. Em seguida, são feitas as ligações das caixas ao inversor, com cabos BT monofásicos e, finalmente, o inversor encarrega-se da conversão DC/AC. De referir ainda que o lado AC de cada grupo irá ser conectado a uma rede MT, analisada em 4.5, antes da energia ser injetada na rede de distribuição.

Por último, a figura 4.15 mostra-nos o circuito unifilar do grupo 1 do Caso A, sendo que os restantes são iguais, e o Caso B segue a mesma ideologia. O circuito unifilar completo encontra-se anexado em F.1, correspondente ao Caso A, e F.2, correspondente ao Caso B.

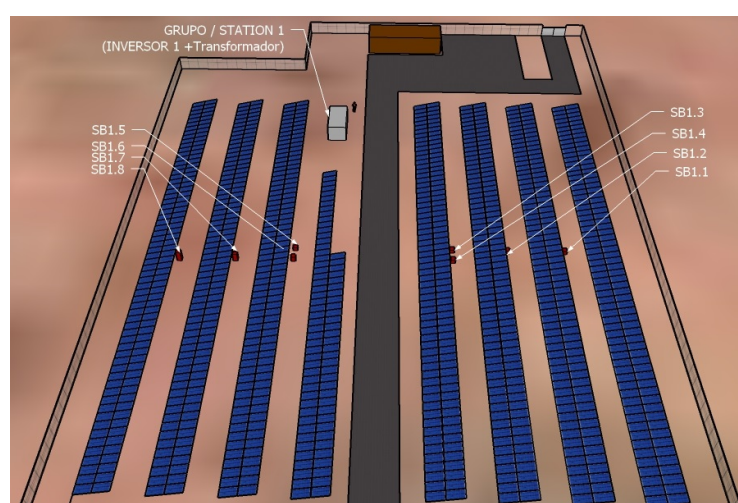


Figura 4.14: Layout do sistema FV, com os equipamentos DC pertencentes ao grupo 1 (Caso A).

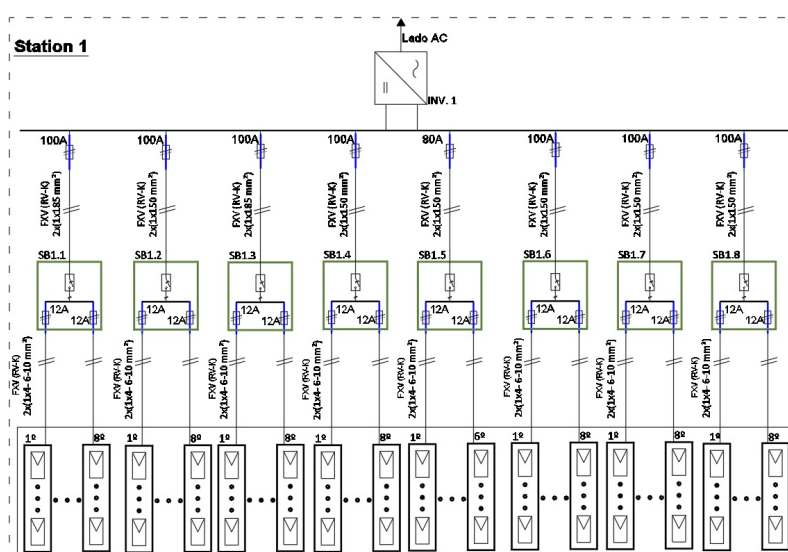


Figura 4.15: Circuito unifilar do lado DC, correspondente ao grupo 1 do Caso A.

4.5 Dimensionamento da rede MT

4.5.1 Considerações iniciais de dimensionamento

O dimensionamento da rede de MT é o último processo a ser realizado antes de injetar a energia gerada pelo sistema FV na rede de distribuição vietnamita, e este tem que ser realizado de forma a aprimorar pela eficiência e estabilidade do sistema. Como tal, cada grupo terá um transformador ligado em série com o devido inversor, ao qual atribui-se uma potência nominal igual à potência de saída do inversor, ou seja, 250kW. A ligação entre transformadores, e posterior ligação ao posto de corte e seccionamento, será em anel, de forma que possa haver continuidade de serviço caso hajam interrupções em algum grupo. Por último, o edifício que alberga o inversor e o correspondente transformador será chamado de *Station*.

Na figura 4.16 é possível visualizar a disposição inicial pretendida para a rede MT, tendo esta que ser dimensionada de forma a produzir o esquema unifilar final. De realçar ainda que a energia total anual que provém do lado DC do inversor, à qual terá que ser subtraída as perdas médias verificadas na cablagem AC antes de injetar na rede, é de:

- Caso A: 2014,400 MWh/ano;
- Caso B: 2022,400 MWh/ano.

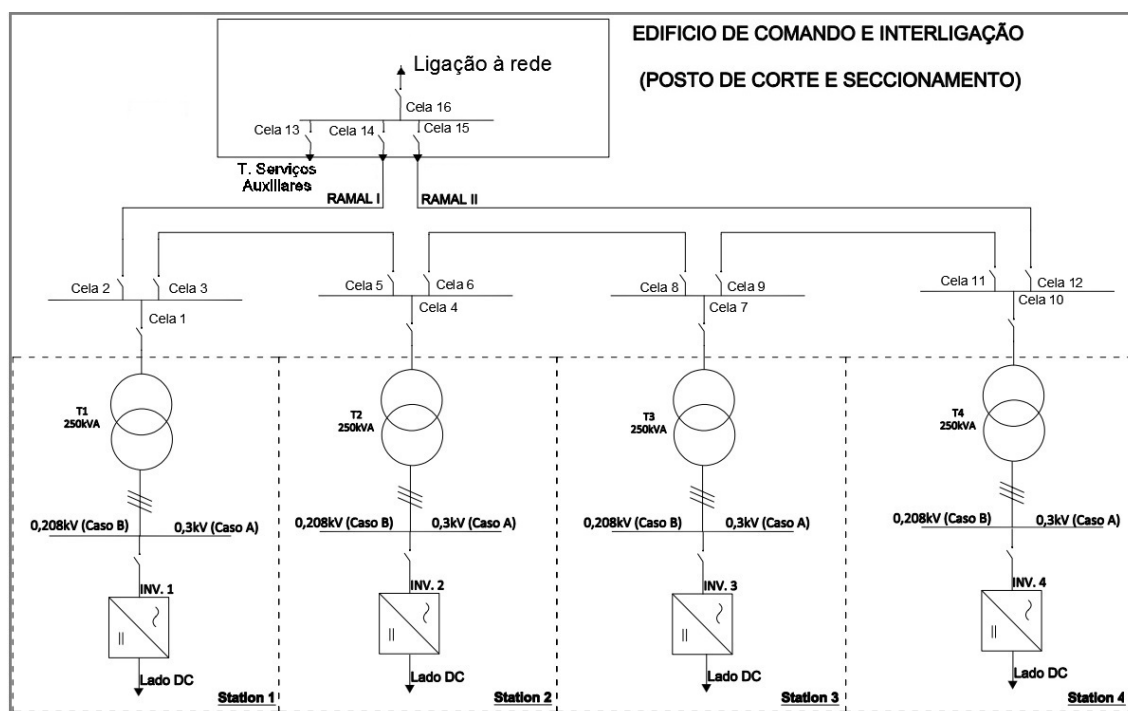


Figura 4.16: Esquema unifilar inicial da rede MT.

Tabela 4.9: Comprimentos dos cabos MT, para o Caso A e B.

Percuso		Distância Caso A [m]	Distância Caso B [m]
P.C.S.	Station 1	12,36	15,14
Station 1	Station 2	66,3459	71,14
Station 2	Station 3	66,3459	71,14
Station 3	Station 4	66,3459	71,14
Station 4	P.C.S.	210,5	226,58

4.5.2 Dimensionamento da cablagem AC

O dimensionamento da cablagem AC teve como base a figura 4.16, assim como os conceitos enunciados em 3.8.3, sendo que é importante definir qual é o nível de tensão a utilizar, de entre 20kV e 30kV. A escolha do nível de tensão da rede MT consiste, essencialmente, em determinar os custos evidenciados pelas perdas médias anuais, para a rede de 20kV e outra de 30kV, e comparar com o custo gerado pelo investimento inicial na aparelhagem MT.

Com o objetivo final de obter as perdas médias anuais produzidas pelo sistema, é necessário obter a potência média da instalação, que por sua vez é possível ser calculada através da energia anual gerada pelo sistema para cada caso. Como tem vindo a ser referido, os métodos utilizados para o Caso A e B são os mesmos, pelo que a exemplificação irá continuar com apenas uma situação. Considerando o cálculo efetuado para o Caso A face uma rede de MT de 20kV, a expressão 4.34 permite-nos calcular a potência média para cada grupo.

$$P_{MED} = \frac{201400}{24 \times 365} = 229,95W \quad (4.34)$$

Sendo assim, a corrente média de um grupo é dada pela expressão 4.35. Após obter a corrente média, é preciso analisar o pior caso possível que poderá acontecer para cada cabo. Por exemplo, analisando a figura 4.16, caso o disjuntor da Cela 12 estivesse aberto, o pior caso possível que poderia acontecer ao cabo do Ramal I (Ligação do posto de corte e seccionamento ao grupo 1) era a soma das correntes médias de todos os 4 grupos percorrerem-no, caso evidenciado pela expressão 4.36. Para todos os restantes cabos procedeu-se com o mesmo raciocínio.

$$I_{MED} = \frac{P_{MED}}{U_{MT} \times \sqrt{3}} = \frac{229,95}{20 \times \sqrt{3}} = 6,638A \quad (4.35)$$

$$I_{MED} = 6,638 \times 4 = 26,552A \quad (4.36)$$

Ao consultar a tabela de cabos 3.2, e analisando a situação de cabos enterrados em triângulo, é possível verificar que a secção mínima disponibilizada é mais que suficiente, pois esta fornece uma corrente máxima admissível de 144A, com uma secção de $35mm^2$. A tabela dá-nos também o valor da resistência (a 20°), que é de $0,868\Omega/m$.

O valor das perdas médias evidenciadas pelo Caso A, para uma rede de 20kV, é calculado segundo a expressão 4.37. Para obter as perdas médias totais para a rede MT, de 20kV, faz-se a mesma análise para todos os cabos, obtendo assim 2,73kW, como visualizado na tabela 4.10.

Nessa tabela também é possível verificar a análise feita para todas as outras situações, seja com a rede MT de 30kV, seja ambas as do Caso B.

$$Perdas = \frac{I_{MED} \times R_{20^\circ} \times Comprimento}{3} = \frac{26,552 \times 0,868 \times \frac{12,4}{1000}}{3} = 0,0952kW \quad (4.37)$$

Tabela 4.10: Tabela com as perdas totais para a rede MT do Caso A e B, para 20 e 30kV.

	Percurso	Comp. [m]	Pméd [kW]	Iméd 20kV [A]	Iméd 30kV [A]	Nº de grupos no pior caso	Análise 20 kV					Análise 30 kV					Perdas Totais		
							Iméd [A]	Iz (A)	Secção (mm²)	R 20°C	Perdas (kW)	Iméd [A]	Iz (A)	Secção (mm²)	R 20°C	Perdas (kW)	Perdas 20kV (kW)	Perdas 30kV (kW)	Comp. Final [km]
Caso A	PS→S1	12,4				4	26,55	141	35	0,868	0,09	17,70	165	50	0,641	0,047			
	S1→S2	66,3				3	19,91	141	35	0,868	0,38	13,28	165	50	0,641	0,188			
	S2→S3	66,3	229,95	6,64	4,43	2	13,28	141	35	0,868	0,25	8,85	165	50	0,641	0,125	2,73	1,345	0,4219
	S3→S4	66,3				3	19,91	141	35	0,868	0,38	13,28	165	50	0,641	0,188			
	S4→PCS	210,5				4	26,55	141	35	0,868	1,62	17,70	165	50	0,641	0,796			
Caso B	PS→S1	15,1				4	26,66	141	35	0,868	0,12	17,77	165	50	0,641	0,057			
	S1→S2	71,1				3	19,99	141	35	0,868	0,41	13,33	165	50	0,641	0,203			
	S2→S3	71,1	230,87	6,66	4,44	2	13,33	141	35	0,868	0,27	8,89	165	50	0,641	0,135	2,96	1,458	0,4551
	S3→S4	71,1				3	19,99	141	35	0,868	0,41	13,33	165	50	0,641	0,203			
	S4→PCS	226,6				4	26,66	141	35	0,868	1,75	17,77	165	50	0,641	0,860			

4.5.3 Escolha do nível de tensão MT

Para escolher a tensão final da rede MT, é necessário proceder ao calculo do custo das perdas médias em 25 anos, tendo em conta que o sistema FV possui uma média anual de funcionamento de, aproximadamente, 11.5horas/dia no Vietname, e também que a tarifa energética é de 0,112 USD/kWh. Continuando a análise que tem vindo a ser feita, as perdas e os custos anuais, para o Caso A e uma rede de 20kV, serão dados pelas expressões 4.38 e 4.39, respetivamente.

$$P_{MED/ano} = 2,73 \times 365 \times 11,5 = 11465,76kWh/ano \quad (4.38)$$

$$C_{P_{MED}/25anos} = 11465,76 \times 0,112 \times 25 = 32104\$/ano \quad (4.39)$$

Para prosseguir a análise realiza-se o mesmo processo feito até então para o Caso A, mas com a situação de uma rede de 30kV, sendo que nessa situação o custo das perdas médias anuais são de 15805 USD/ano. A diferença entre o custo das perdas, para uma rede de 20kV e outra de 30kV, será assim de 16298 USD/ano. De seguida, calcula-se o custo do investimento inicial a realizar perante a aparelhagem de uma rede de 30kV, sendo que o comprimento final dos cabos encontra-se na tabela 4.10 e o número de celas, ao verificar a figura 4.9, é de 16. Os preços da aparelhagem de MT foi especificamente providenciado para esta análise, e são os seguintes:

- Para uma rede de 20kV, o custo dos cabos é de 4391,56 USD/km e o custo das celas é de 15993,67 USD/unidade;
- Para uma rede de 30kV, o custo dos cabos é de 5539,90 USD/km e o custo das celas é de 20129,68 USD/unidade.

Se o custo final da aparelhagem de 30kV for inferior à diferença do custo das perdas a 25 anos, entre uma rede de 20kV e uma outra de 30kV, quer dizer que é preferível utilizar a rede MT de 30kV. As perdas da aparelhagem da rede de 30kV são dadas pela expressão 4.40.

$$C_{\text{equipamentos de 30kV}} = 5539,90 \times 0,4219 + 20129,68 \times 16 = 324412,19\$ \quad (4.40)$$

Pelo que é possível verificar que a rede MT de 20kV é preferível pois 324412,19\$ é muito superior à diferença do custo das perdas médias atrás calculada, no valor de 16298 USD/ano. Na tabela 4.11 é possível observar que no Caso B também é preferível utilizar uma rede MT de 20kV.

Tabela 4.11: Análise para escolha da tensão da rede MT, do caso A e B.

	Rede	Custo das perdas em 25 anos [USD/Kw]	Diferença de custos das perdas de 20kV e 30kV [USD/Kw]	Custo dos cabos [USD]	Custo das celas [USD]	Custo total dos Equipamentos de 30kV [USD]	Verificação
Caso A	20kV	\$ 32 104,142	\$ 16 298,646	\$ 1 852,79	\$ 255 898,79	\$ 324 412,19	Compensa 20kV
	30kV	\$ 15 805,495		\$ 2 337,27	\$ 322 074,91		
Caso B	20kV	\$ 34 810,539	\$ 17 672,632	\$ 1 998,78	\$ 255 898,79	\$ 324 596,35	Compensa 20kV
	30kV	\$ 17 137,908		\$ 2 521,43	\$ 322 074,91		

4.5.4 Energia injetada na rede

Tendo realizado o dimensionamento da cablagem AC, e dimensionado a rede de MT, fica possível proceder ao cálculo aproximado da energia que irá ser injetada na rede de distribuição vietnamita. O cálculo consiste em subtrair as perdas médias anuais, que se verificam na rede MT de 20kV, à energia que se encontra no lado AC dos inversores do parque FV. Portanto:

$$\text{Caso A: } E_i = 2014400 - 2,73 \times 11,5 \times 365 = 2002,934 \text{ MWh/ano} \quad (4.41)$$

$$\text{Caso B: } E_i = 2022400 - 2,96 \times 11,5 \times 365 = 2009,967 \text{ MWh/ano} \quad (4.42)$$

Apesar de serem valores extremamente próximos, o parque fotovoltaico do Caso B revela-se mais vantajoso pois este consegue realizar uma maior produção energética anual que o parque fotovoltaico do Caso A.

4.5.5 Esquema unifilar da rede MT

Tendo concluído o estudo acerca da rede MT, no anexo G encontra-se o esquema unifilar final do parque FV, sendo que ambos os casos (A e B) encontram-se exemplificados no mesmo esquema. Além do facto da escolha dos cabos evidenciados no esquema unifilar possuírem uma secção maior que aquela que foi prevista no dimensionamento AC, o que aconteceu por motivos comerciais, destaca-se também a presença de um posto de corte e seccionamento mais completo. É de realçar que, a montante de cada inversor, existe ligação para o respetivo grupo do lado DC.

No posto de corte e seccionamento é possível verificar a conexão de toda a rede MT de 20kV aos ramais I e II, a presença dos serviços auxiliares e o contador de energia elétrica, que por sua

vez possui transformadores que permitem medir a energia que será posteriormente injetada na rede através do terminal de saída.

4.6 Análise económica

A análise económica será baseada nas considerações evidenciadas em 3.9, sendo que também foram providenciados, nomeadamente, o custo de 0,97 USD/W para o investimento inicial do projeto, uma taxa de atualização de 6,5%, uma taxa de inflação de 3% e uma taxa de juros no valor de 8%. A taxa de juros terá que ser incluída no empréstimo a devolver ao governo, ao longo de 12 anos. Considerou-se ainda uma degradação anual do parque FV no valor de 0,8%, assim como uma percentagem de 3%, representativa dos custos de produção anuais. O procedimento completo foi realizado numa ferramenta de cálculo em *Excel*.

Na tabela 4.12 é possível visualizar o estudo económico realizado para o Caso A, onde são considerados os incentivos dados pelo governo pela utilização de fontes energéticas renováveis. Tais incentivos traduzem-se em empréstimos de 80% do custo inicial total do projeto, que têm que ser descontados ao longo de 12 anos, assim como a isenção de taxas CIT nos primeiros 4 anos, sendo esta taxa reduzida a 50% até o 13º ano. Ao realizar o *cash flow* de todos os ganhos e custos provindos do parque FV, é possível concluir que a partir do 5º ano o projeto começará a ser rentável. Tal situação é evidenciada na figura 4.17.

Tabela 4.12: Análise económica realizada para o Caso A, com incentivos.

Ano	Degradação Anual da Instalação	Energia Injetada na Rede	Ganhos com a energia injetada	Custos de produção Anuais	Taxas de Empréstimo	Resultado Líquido	TAXAS (CIT)	Cash Flow (com taxas CIT)	Break Even Point
	[%/year]	[MWh/year]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
0								-242 360	-242 360
1	99,20%	1 987	222 534	48 472	-128 640	45 422	0	45 422	-196 938
2	98,40%	1 971	220 739	49 926	-124 553	46 260	0	46 260	-150 679
3	97,60%	1 955	218 945	51 424	-120 140	47 381	0	47 381	-103 297
4	96,80%	1 939	217 150	52 967	-115 373	48 811	0	48 811	-54 487
5	96,00%	1 923	215 355	54 556	-110 225	50 575	2 529	48 046	-3 911
6	95,20%	1 907	213 561	56 192	-104 665	52 704	2 635	50 069	48 793
7	94,40%	1 891	211 766	57 878	-98 660	55 228	2 761	52 467	104 021
8	93,60%	1 875	209 972	59 615	-92 175	58 183	2 909	55 273	162 203
9	92,80%	1 859	208 177	61 403	-85 170	61 604	3 080	58 523	223 807
10	92,00%	1 843	206 382	63 245	-77 606	65 531	3 277	62 255	289 338
11	91,20%	1 827	204 588	65 142	-69 437	70 009	3 500	66 508	359 347
12	90,40%	1 811	202 793	67 097	-60 614	75 083	3 754	71 329	434 430
13	89,60%	1 795	200 998	69 110		131 889	6 594	125 294	566 318
14	88,80%	1 779	199 204	71 183		128 021	12 802	115 219	694 339
15	88,00%	1 763	197 409	73 318		124 091	12 409	111 682	818 430
16	87,20%	1 747	195 615	75 518		120 097	12 010	108 087	938 527
17	86,40%	1 731	193 820	77 783		116 037	11 604	104 433	1 054 563
18	85,60%	1 715	192 025	80 117		111 908	11 191	100 718	1 166 472
19	84,80%	1 698	190 231	82 520		107 710	10 771	96 939	1 274 182
20	84,00%	1 682	188 436	84 996		103 440	10 344	93 096	1 377 622
21	83,20%	1 666	186 641	87 546		99 095	9 910	89 186	1 476 717
22	82,40%	1 650	184 847	90 172		94 674	9 467	85 207	1 571 392
23	81,60%	1 634	183 052	92 877		90 175	9 017	81 157	1 661 567
24	80,80%	1 618	181 258	95 664		85 594	8 559	77 034	1 747 160
25	80,00%	1 602	179 463	98 534		80 929	8 093	72 836	1 828 090
TOTAL		44 866	5 024 961	1 767 256	-1 187 256	2 070 450	157 217		17 288 006

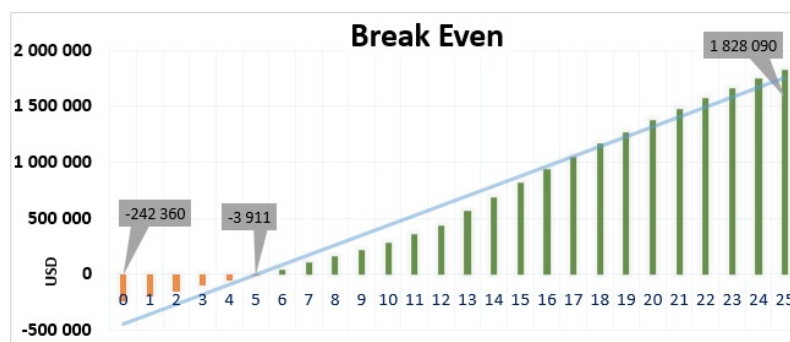


Figura 4.17: *Break even point* do projecto do parque FV do caso A.

Uma análise similar à que foi feita, mas em que não se consideram quaisquer incentivos, quer a nível de empréstimos por parte do governo, quer ao considerar a taxa CIT no valor padrão praticado no Vietname, também foi realizada. Esta pode ser visualizada na tabela 4.13. Os resultados finais da análise económica, para o Caso A e o Caso B, constam na tabela 4.14.

Tabela 4.13: Análise económica realizada para o Caso A, sem incentivos.

Ano	Degradação Anual do Painel	Energia Injetada na Rede	Ganhos com a energia injetada	Custos de produção Anuais	Taxas de Empréstimo	Resultado Líquido	TAXAS (CIT)	Cash Flow (com taxas CIT)	Break Even Point
	[year (%)]	[MWh/year]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
0								-1 211 802	-1 211 802
1	99,20%	1 987	222 534	48 472	0	174 062	43 515	130 546	-1 037 740
2	98,40%	1 971	220 739	49 926	0	170 813	42 703	128 110	-866 927
3	97,60%	1 955	218 945	51 424	0	167 521	41 880	125 641	-699 406
4	96,80%	1 939	217 150	52 967	0	164 183	41 046	123 138	-535 222
5	96,00%	1 923	215 355	54 556	0	160 800	40 200	120 600	-374 423
6	95,20%	1 907	213 561	56 192	0	157 368	39 342	118 026	-217 054
7	94,40%	1 891	211 766	57 878	0	153 888	38 472	115 416	-63 166
8	93,60%	1 875	209 972	59 615	0	150 357	37 589	112 768	87 191
9	92,80%	1 859	208 177	61 403	0	146 774	36 694	110 081	233 965
10	92,00%	1 843	206 382	63 245	0	143 137	35 784	107 353	377 102
11	91,20%	1 827	204 588	65 142	0	139 445	34 861	104 584	516 548
12	90,40%	1 811	202 793	67 097	0	135 696	33 924	101 772	652 244
13	89,60%	1 795	200 998	69 110		131 889	32 972	98 917	784 133
14	88,80%	1 779	199 204	71 183		128 021	32 005	96 016	912 154
15	88,00%	1 763	197 409	73 318		124 091	31 023	93 068	1 036 245
16	87,20%	1 747	195 615	75 518		120 097	30 024	90 073	1 156 341
17	86,40%	1 731	193 820	77 783		116 037	29 009	87 027	1 272 378
18	85,60%	1 715	192 025	80 117		111 908	27 977	83 931	1 384 286
19	84,80%	1 698	190 231	82 520		107 710	26 928	80 783	1 491 996
20	84,00%	1 682	188 436	84 996		103 440	25 860	77 580	1 595 436
21	83,20%	1 666	186 641	87 546		99 095	24 774	74 322	1 694 532
22	82,40%	1 650	184 847	90 172		94 674	23 669	71 006	1 789 206
23	81,60%	1 634	183 052	92 877		90 175	22 544	67 631	1 879 381
24	80,80%	1 618	181 258	95 664		85 594	21 398	64 195	1 964 975
25	80,00%	1 602	179 463	98 534		80 929	20 232	60 697	2 045 904
TOTAL		44 866	5 024 961	1 767 256	0	3 257 706	814 426		17 080 081

Considerando os incentivos, os valores da TIR e do VAL revelam a oportunidade de negócio por parte de possíveis investidores que queiram entrar no mercado do Vietname. Isto porque, além de serem positivos, encontram-se em valores ótimos. Em contrapartida, ao não considerar

os incentivos, e apesar de um projeto deste calibre continuar a ser viável, é pouco atrativo, pois além de relevar uma diminuição do TIR em cerca de 15%, também possui um VAL consideravelmente mais pequeno. Se não considerarmos os incentivos, o *break even point* aumentará em, aproximadamente, 2 anos e 5 meses.

Comparando o Caso A e o Caso B, com os incentivos, é possível verificar que ambos são perfeitamente viáveis. O Caso B, mesmo com uma potência instalada ligeiramente menor, consegue injetar anualmente mais energia na rede elétrica vietnamita, ao mesmo tempo que tem o seu *break even point* diminuído em menos um mês. Ao longo dos 25 anos de vida útil do parque FV, o Caso B conseguirá injetar, aproximadamente, mais 150MWh na rede elétrica que o Caso A, pelo que revela-se melhor. Por último, o facto do LCOE de ambos os casos encontrar-se à volta dos 66USD é revelador do contínuo decréscimo do custo de produção de energia solar fotovoltaica no Vietname.

Tabela 4.14: Resultados finais da análise económica, para o Caso A e B, com e sem incentivos.

	Caso	Pot. Instalada [kW]	Energia Injetada [MWh/ano]	LCOE 25 ANOS [USD]	TIR 25 ANOS [%]	VAL 25 ANOS [USD]	Break Even	
							Anos	Meses
COM INCENTIVOS	A	1249,28	2002,93	\$ 66,40	22,39%	\$593 952,32	5	0
	B	1248,48	2009,97	\$ 66,12	22,69%	\$603 528,24	4	11
SEM INCENTIVOS	A	1249,28	2002,93	\$ 66,40	7,41%	\$ 90 469,64	7	5
	B	1248,48	2009,97	\$ 66,12	7,49%	\$ 98 260,84	7	4

4.7 Considerações finais

O presente capítulo pôs em prática o projeto de dimensionamento de um parque FV ligado à rede, de 1MW. Após a primeira abordagem seguida, que consistiu em analisar as condições atmosféricas da localização, foi posto em prática o algoritmo geral que visou o cálculo do ângulo de inclinação ótimo, utilizado pelos módulos FV, e praticado no sul do Vietname.

Procedeu-se, assim, ao dimensionamento do lado DC do sistema FV, após uma escolha de duas combinações de equipamentos (Caso A e Caso B). Posteriormente, procedendo à análise da escolha da potência ótima a instalar no sistema, dimensionou-se os componentes essenciais ao funcionamento do sistema, como o gerador FV, os inversores, as caixas de ligação e a cablagem DC. Após obter o *layout* e esquema unifilar do lado DC, seguiu-se o dimensionamento da rede MT e, finalizando, uma análise económica, que visou estudar os incentivos criados pelo governo vietnamita.

Confirma-se a viabilidade de um parque fotovoltaico no Vietname, mais precisamente em Phu Lac. Isto principalmente devido aos incentivos caso contrário, a viabilidade continuava a existir, mas sob algum risco.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Conclusão

Esta dissertação foi realizada tendo como base a utilização de uma fonte energética renovável, a energia solar. Para tal, um parque FV de 1MW foi projetado, com o objetivo de fornecer toda a energia gerada à rede elétrica, sem recorrer a qualquer armazenamento. O tema desta dissertação foi ao encontro do plano de desenvolvimento energético para 2011-2020, proposto pelo governo do Vietname.

Um dos principais pontos negativos que a energia solar evidencia é a sua sazonalidade. Por conseguinte, concluiu-se acerca da necessidade de ter em conta uma série de aspetos fulcrais, aquando do dimensionamento de um parque FV industrial, com vista a obter o máximo aproveitamento energético possível deste tipo de recurso.

A determinação do ângulo de orientação e de inclinação dos módulos FV é um ponto essencial. Para tal, recorreu-se a um método geral que evidenciou-se muito útil, na medida que o ângulo de inclinação ótimo obtido pelas várias plataformas, no sul do Vietname, variava entre 11° e 17° , e ao utilizar o método estudado, foi obtido 13° . Tendo isto em conta, o estudo prosseguiu com a escolha de dois casos de estudo (A e B), que consistiram numa combinação de fabricantes distintos, para o inversor e os módulos.

O aumento da potência instalada também se revelou crucial. Através do aumento do rácio de sobredimensionamento de 1 para 1.25, e um investimento inicial de mais 87500USD, foi possível aumentar a geração de energia em $394MWh/ano$ para o Caso A. Nos dias onde existe muito pouca radiação solar, este efeito não tem muito impacto. No entanto, para condições de radiação solar ótimas, verifica-se a possibilidade de gerar a energia para a qual o sistema foi dimensionado, 1MW. Caso este estudo não tivesse sido feito, dificilmente o parque FV iria gerar 1MW nas horas de pico, mesmo em condições ótimas de radiação solar.

Após a obtenção do ângulo de inclinação ótimo e da potência instalada, foi possível desenhar o *layout* do parque e dimensionar a cablagem DC, tendo sempre como principal objetivo a minimização das perdas no lado DC. Por último, no que tocou à rede MT, esta foi escolhida ao ter em conta o custo das perdas evidenciado ao longo de 25 anos. Foi preferível utilizar uma rede com

um nível de tensão de 20kV, em detrimento de 30kV. A conclusão deste estudo consistiu no facto de só fazer sentido investir em equipamento mais caro se conseguirmos poupar nas perdas totais.

A análise económica permitiu concluir que os incentivos dados pelo governo vietnamita foram, de facto, criados para atrair potenciais investidores nas energias renováveis. Isto pois, tanto o VAL como o TIR são consideravelmente superiores com os incentivos, que sem. Se não houvessem incentivos o projeto em questão, apesar de viável, seria de risco. Aliado a isso, os incentivos reduzem o *break even* em cerca de 2 anos e 5 meses, estando este à volta dos 5 anos.

Por último, tanto o Caso A como o Caso B evidenciaram valores muito similares ao longo de todo o projeto. O melhor acaba por ser o Caso B, com pouca diferença, pois este, além de ocupar uma área menor, injeta ligeiramente mais energia na rede elétrica e, por conseguinte, a nível económico revela-se ligeiramente mais vantajoso.

5.2 Trabalhos futuros

O método utilizado para calcular o ângulo de inclinação ótimo revela-se aproximado, no entanto ainda possui uma ligeira divergência em relação aos ângulos realmente praticados em um determinado lugar. Isto poderá dever-se muito ao facto deste método utilizar a radiação global referente ao dia médio de cada mês, e não a radiação global horária para cada dia do ano, como deveria ser feito. Aliado a isso, o cálculo utiliza dados fornecidos por entidades e, muitas vezes, são dados obtidos por cálculos aproximados e não medições efetuadas localmente através de aparelhagem. Como tal, seria fundamental fazer um estudo nesse sentido, e tentar aproximar ao máximo o resultado final do que acontece realmente, sempre com o objetivo de maximizar a energia produzida pelos módulos.

O dimensionamento do parque FV realizado, tanto para o Caso A como o Caso B, não ultrapassa os 2 hectares. Enquanto isso, a área total disponível para instalar o parque FV é consideravelmente maior, perfazendo cerca de 20 hectares. Mais ainda, o preço de sistemas FV industriais encontra-se a decrescer continuamente, havendo uma forte possibilidade que este venha a ser mais barato que o praticado pelo carvão. Nesse sentido, dado que o Vietname tem em vista apostar cada vez mais nas energias renováveis, seria importante proceder à instalação de um parque FV de uma potência consideravelmente maior. [51]

Ao instalar uma grande potência, poderia ser muito importante utilizar sistemas onde a tensão máxima, no lado DC, seria de 1500VDC. Isto revelaria-se tão benéfico quanto os benefícios verificados na migração de 600VDC para 1000VDC. Com este nível de tensão, além do menor investimento inicial e menores perdas existentes no sistema, do lado DC, também seria possível aumentar o rácio de sobredimensionamento para 1.5. Isto providenciaria um maior desempenho por parte de todo o sistema e, consequentemente, uma maior injeção de energia na rede elétrica. [52]

Anexo A

Mapas do recurso solar no Vietname

A.1 Mapa da média diária anual da irradiação global horizontal

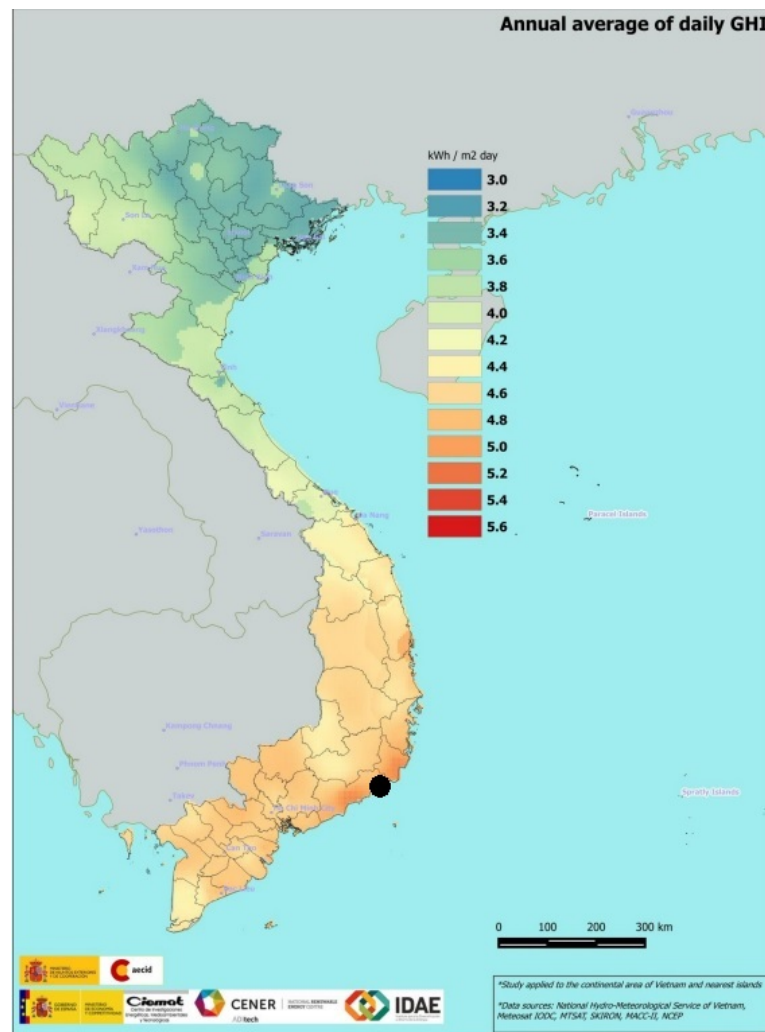


Figura A.1: Mapa da média anual da radiação global horizontal, no Vietname. [50]

A.2 Mapa da média diária anual da irradiação solar direta

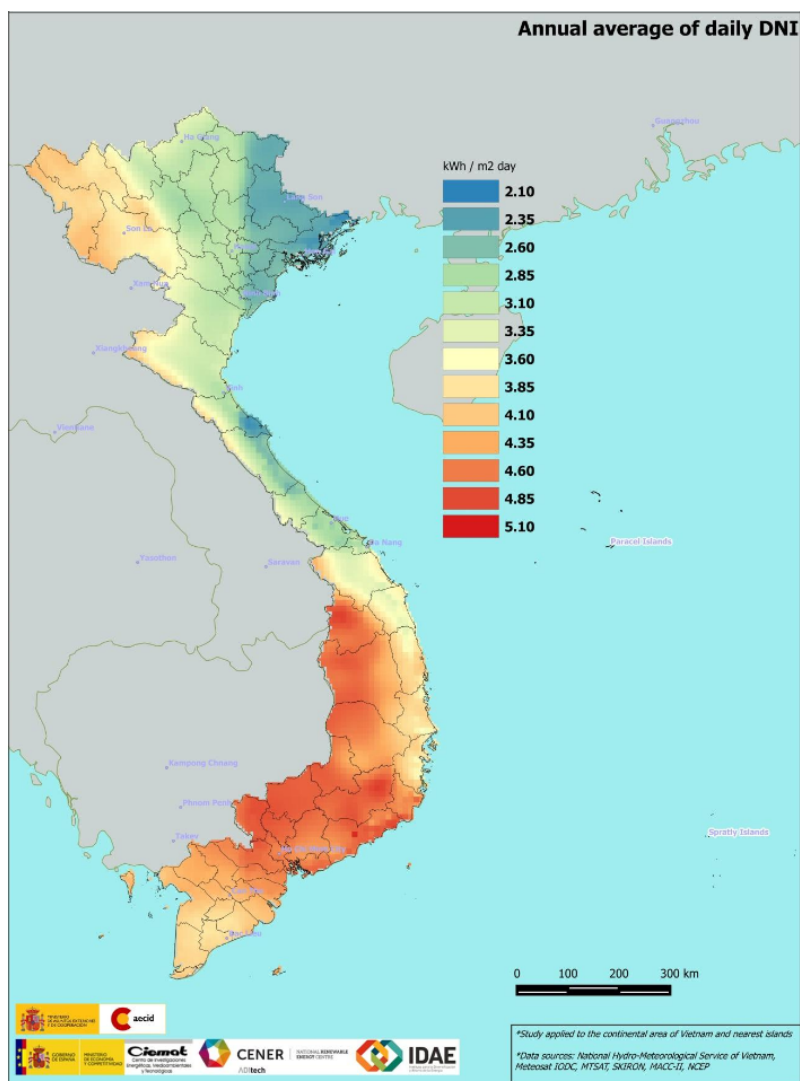


Figura A.2: Mapa da média anual da radiação solar diária direta, no Vietname. [50]

Anexo B

Algoritmo para cálculo do ângulo de inclinação ótimo

B.1 Fluxograma

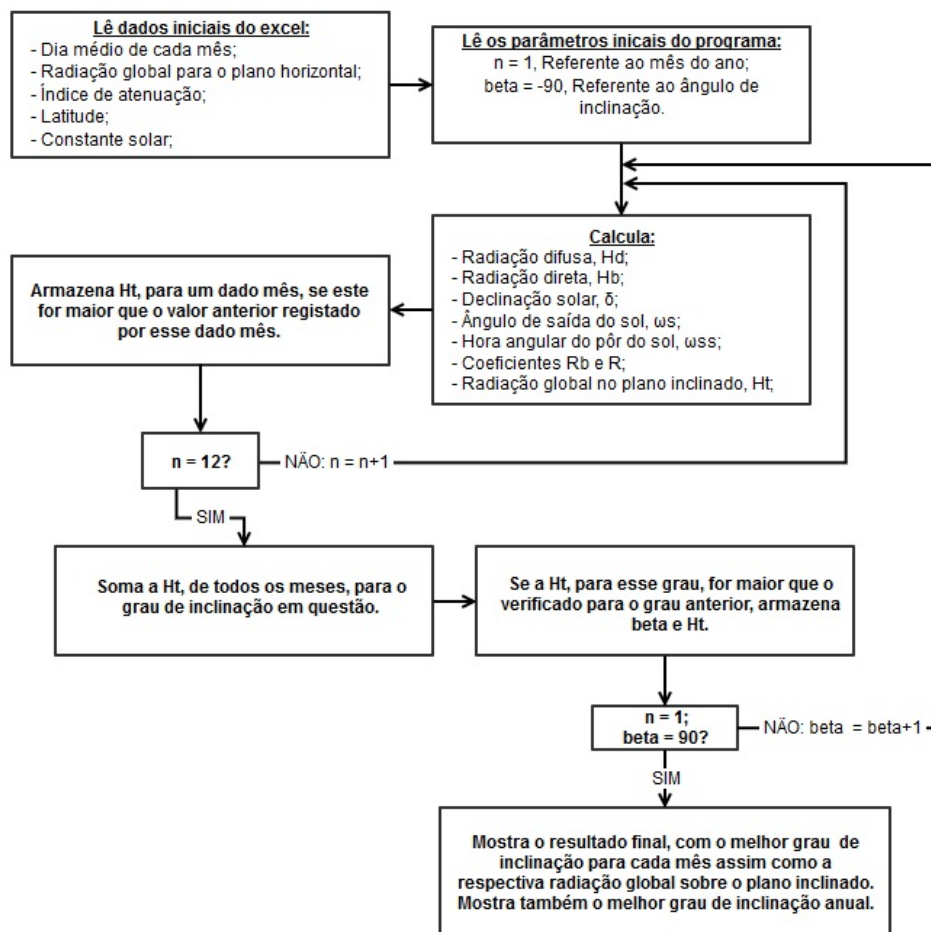


Figura B.1: Fluxograma para o cálculo do ângulo de inclinação anual, e mensal, ótimo.

B.2 Código desenvolvido

```

1  %[Passo 1] Leitura dos dados iniciais, e variaveis auxiliares.
2  dia_do_ano = xlsread('tilt.xlsx','Dados','C3:C14');
3  Hh = xlsread('tilt.xlsx','Dados','D3:D14');
4  kt = xlsread('tilt.xlsx','Dados','E3:E14');
5  latitude = xlsread('tilt.xlsx','Dados','B18');
6  const_solar = xlsread('tilt.xlsx','Dados','B20');
7  i = 1;
8  j = 0;
9  q = 0;
10 ro = 0.2;
11 num = 12; %12 meses.
12 beta = -90; %Ate onde o ciclo vai correr, -90 graus.
13 anual = 0;
14 %definicao de matrizes a utilizar
15 Hb = zeros(num,1);
16 Hd = zeros(num,1);
17 delta = zeros(num,1);
18 ws = zeros(num,1);
19 wss = zeros(num,1);
20 Rb = zeros(num,1);
21 R = zeros(num,1);
22 Ht = zeros(num,1);
23 resultado = zeros(num,2);
24 anual_optimo = zeros(1,2);
25
26 %[Passo 2] Processo de calculo das variaveis
27 for beta = -90 : 90
28     for i=1 : num
29         anual = 0;
30         Hd(i,1) = Hh(i,1)*(1-1.13*kt(i,1));
31         Hb(i,1) = Hh(i,1) - Hd(i,1);
32         delta(i,1) = 23.45*sin(degtorad(360*(dia_do_ano(i,1)+284)/365));
33         ws(i,1) = radtodeg(acos(-tan(degtorad(delta(i,1)))*tan(degtorad(
            latitude))));
34         wss(i,1) = min(ws(i,1),(radtodeg(acos(-tan(degtorad(delta(i,1)))
            *tan(degtorad(latitude - beta))))));

```

```

35 rb_num = cos(degtorad(latitude - beta))*cos(degtorad(delta(i,1))
    ) * sin(degtorad(wss(i,1)))+wss(i,1)*(pi/180)*sin(degtorad(
    latitude - beta))*sin(degtorad(delta(i,1)));
36 rb_denum = cos(degtorad(latitude))*cos(degtorad(delta(i,1)))*sin
    (degtorad(ws(i,1)))+ws(i,1)*(pi/180)*sin(degtorad(latitude))*
    sin(degtorad(delta(i,1)));
37 Rb(i,1) = rb_num/rb_denum;
38 R(i,1) = (1-(Hd(i,1)/Hh(i,1)))*Rb(i,1) + Hd(i,1)*((1+cos(
    degtorad(beta)))/(2*Hh(i,1))) + ro*((1-cos(degtorad(beta)))
    /2);
39 Ht(i,1) = R(i,1)*Hh(i,1);
40 %Guarda a melhor situacao de cada mes
41 if(Ht(i,1) > resultado(i,1))
42 resultado(i,1) = Ht(i,1);
43 resultado(i,2) = beta;
44 end
45 end
46 %Soma as radiacoes , Ht, de todos os meses
47 for j = 1 : num
48 anual = Ht(j,1) + anual;
49 j = j + 1;
50 end
51 %procura a melhor situacao anual
52 if(anual > anual_optimo)
53 anual_optimo(1,1) = anual;
54 anual_optimo(1,2) = beta;
55 end
56 beta = beta+1
57 end
58
59 %[Passo 3] Amostra de resultados
60 disp(sprintf('Melhores casos: \n'));
61 disp(sprintf('Mes | Ht(kWh/m^2/day) | Inclinação'));
62 for q=1 : num
63 disp(sprintf(' %2.0f %10.2f %16.2f', q, resultado(q,1),
    resultado(q,2)))
64 q = q+1;
65 end
66 disp(sprintf('\nAnual: %8.2f %15.2f', anual_optimo(1,1),
    anual_optimo(1,2)))

```


Anexo C

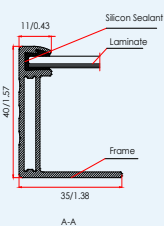
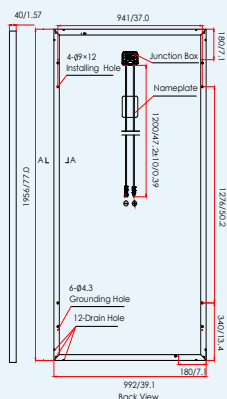
***Datasheets* do equipamento utilizado**

C.1 Modulo: TSM-PD14-320

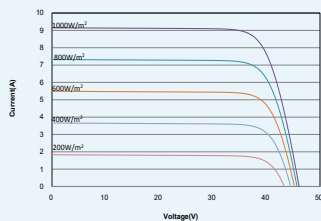
THE TALLMAX MODULE

TSM-PD14

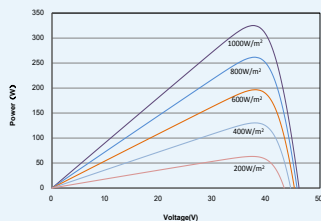
DIMENSIONS OF PV MODULE
unit:mm/inches



I-V CURVES OF PV MODULE(325W)



P-V CURVES OF PV MODULE(325W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	310	315	320	325
Power Output Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.0	37.1	37.1	37.2
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	8.38	8.51	8.63	8.76
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.5	45.6	45.8	45.9
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	8.85	9.00	9.10	9.25
Module Efficiency η _m (%)	16.0	16.2	16.5	16.8

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Test tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	230	234	238	242
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.3	34.3	34.4	34.5
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	6.72	6.83	6.91	7.02
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.2	42.3	42.5	42.6
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	7.15	7.27	7.35	7.47

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77.0 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	MC4 Compatible or Amphenol H4/UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.41%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Power Warranty
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 26 pieces
Modules per 40' container: 572 pieces

TSM_EN_2016_C

C.2 Modulo: Sunmodule SW 340 XL Mono

Sunmodule[®] SW 340 - 350 XL MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 340	SW 345	SW 350
Maximum power	P_{max}	340 Wp	345 Wp	350 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	47.6 V	47.8 V	48 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	38 V	38.2 V	38.4 V
Short circuit current	I_{sc}	9.69 A	9.75 A	9.82 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.01 A	9.1 A	9.17 A
Module efficiency	η_m	17.04 %	17.29 %	17.54 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled, ID 0000039351)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

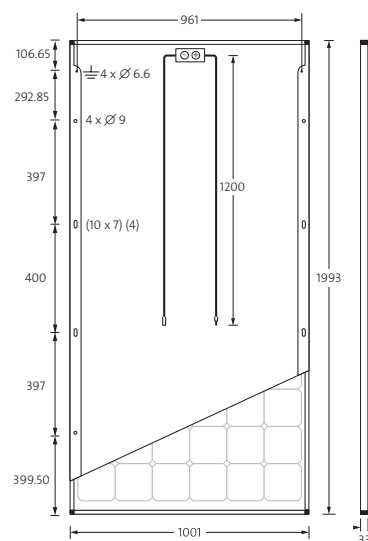
		SW 340	SW 345	SW 350
Maximum power	P_{max}	259.3 Wp	263.8 Wp	267.2 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	41.5 V	41.8 V	42 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	34.9 V	35.2 V	35.4 V
Short circuit current	I_{sc}	8.05 A	8.1 A	8.16 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.42 A	7.5 A	7.56 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Power sorting	-0 Wp / +5 Wp
Maximum system voltage IEC / NEC	1000 V / 1500 V
Maximum reverse current	25 A
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C - +85°C
Maximum Design Loads (Two rail system)*	+2.4 kN/m ² / -2.4 kN/m ²

*Please refer to the Sunmodule Installation instructions for the details associated with these load cases.



COMPONENT MATERIALS

Cells per module	72
Cell type	Mono crystalline PERC
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	Tempered safety glass (EN 12150)
Back	Film, white
Frame	Clear anodized aluminum
J-Box	IP65
Connector	H4

DIMENSIONS / WEIGHT

Length	1993 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Weight	21.6 kg

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TK I_{sc}	0.042 %/K
TK U_{oc}	-0.304 %/K
TK P_{mpp}	-0.43 %/K

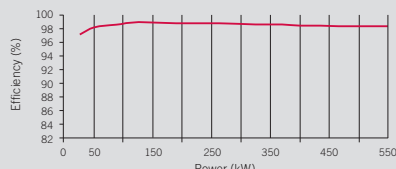
ORDERING INFORMATION

Order number	Description
82000134	Sunmodule SW 340 XL mono
82000136	Sunmodule SW 345 XL mono
82000138	Sunmodule SW 350 XL mono

CERTIFICATES AND WARRANTIES

Certificates	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Warranties	Product Warranty	10 years	
	Linear Performance Guarantee	25 years	

C.3 Inversor: Ingecon 250TL U X208

INGECON		SUN		PowerMax 208 Vac		
	250TL U X208 Outdoor		375TL U X208 Outdoor		500TL U X208 Outdoor	
Input (DC)						
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	254.7 - 334.4 kWp		382.1 - 502.1 kWp		509.5 - 669.5 kWp	
Voltage Range MPP	350 - 820 V		350 - 820 V		350 - 820 V	
Maximum voltage DC ⁽²⁾	1,000 V		1,000 V		1,000 V	
Maximum current DC	780 A		1,170 A		1,560 A	
N° DC inputs with fuse holders	8		12		16	
DC fuse dimensions	63 A / 1,000 V to 400 A / 1,000 V fuses, maximum current from 63 to 400 A for positive and negative poles					
Type of connection	Connection to copper bars					
Power blocks	2		3		4	
MPPT	1		1		1	
Current at each input	40 to 250 A		40 to 250 A		40 to 250 A	
Input protections						
Overvoltage protections	DC surge arresters, type 2					
DC breaker	Motorized DC load breaker					
Other protections	From 8 to 16 pairs of DC fuses, DC insulation monitor with alarm					
Output (AC)						
Rated power AC ⁽³⁾	250 kW		375 kW		500 kW	
Maximum current AC	694 A		1,041 A		1,388 A	
Rated voltage AC	208 V IT System		208 V IT System		208 V IT System	
Frequency AC	50 / 60 Hz		50 / 60 Hz		50 / 60 Hz	
Phi Cosine ⁽⁴⁾	1		1		1	
Phi Cosine adjustable	Yes. Smax=250 kVA		Yes. Smax=375 kVA		Yes. Smax=500 kVA	
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁵⁾	<3%		<3%		<3%	
Output protections						
Overvoltage protections	AC surge arresters, type 2					
AC breaker	AC switch, optionally motorized					
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection (for each power stage)					
Other protections	AC fuses, AC short circuits and overloads (for each power stage)					
Features						
Maximum efficiency	98.1%		98.1%		98.1%	
CEC	98%		98%		97.5%	
Stand-by consumption ⁽⁶⁾	60 W		90 W		120 W	
Consumption at night	60 W		90 W		120 W	
General Information						
Ambient temperature	-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)		-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)		-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)	
Relative humidity (non-condensing)	0 - 95%		0 - 95%		0 - 95%	
Protection class	NEMA 3R		NEMA 3R		NEMA 3R	
Max. altitude ⁽⁷⁾	9,842 ft (3,000 m)		9,842 ft (3,000 m)		9,842 ft (3,000 m)	
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)					
Air flow	22.6 ft³/s (fans: 1,000 VA)		37.96 ft³/s (fans: 1,300 VA)		45.56 ft³/s (fans:1,500 VA)	
Acoustic emission	< 55 dB (A) at 4 m and < 67 dB (A) at 1 m with fans working at maximum power					
Certification	UL1741, IEEE 1547.1					
EMC and security standards	EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, FCC Part 15					
Grid connection standards	BDEW MT, RD 661/2007, P.O.12.3, CEI 0-16, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, Allegato A70 TERNA, IEEE 1547, Arrêté 23-04-08					
<div><div><div>Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ⁽²⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures. ⁽³⁾ AC Power for 122°F (50°C) ambient temperature. The output power will be reduced at the rate of 1% for each 1°F (0.56°C) of increase. ⁽⁴⁾ For P_{ac}>25% of the rated power. ⁽⁵⁾ For P_{ac}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEEE 1547.1. ⁽⁶⁾ Consumption from PV field. ⁽⁷⁾ Over 3,300 ft temperature for rated power 122°F (50°C) is reduced 2.42 °F each 1,000 ft.</div></div><div><div>Efficiency</div><div></div></div></div>						

Ingeteam

C.4 Inversor: PVS800-57-0250kW-A

ABB central inverters

PVS800

100 to 1000 kW



Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Input (DC)							
Maximum input power ($P_{PV, max}$) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{max, DC}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{max, DC}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (+/-) / 4 ²⁾	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)							
Nominal power ($P_{N(AC)}$) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ⁵⁾	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ⁶⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency							
Maximum ⁸⁾	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁹⁾	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ⁹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. ¹⁰⁾	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

¹⁾ Recommended maximum input power

²⁾ Optional MCB inputs, 80 A inputs

³⁾ 100 and 250 kW units at 40 °C. 315 and 630 kW at 45 °C. 500, 875 and 1000 kW at 50 °C.

⁴⁾ At 25 °C. See the user manual for details.

⁵⁾ +/- 10%

⁶⁾ At nominal power

⁷⁾ Inverter side must be IT type

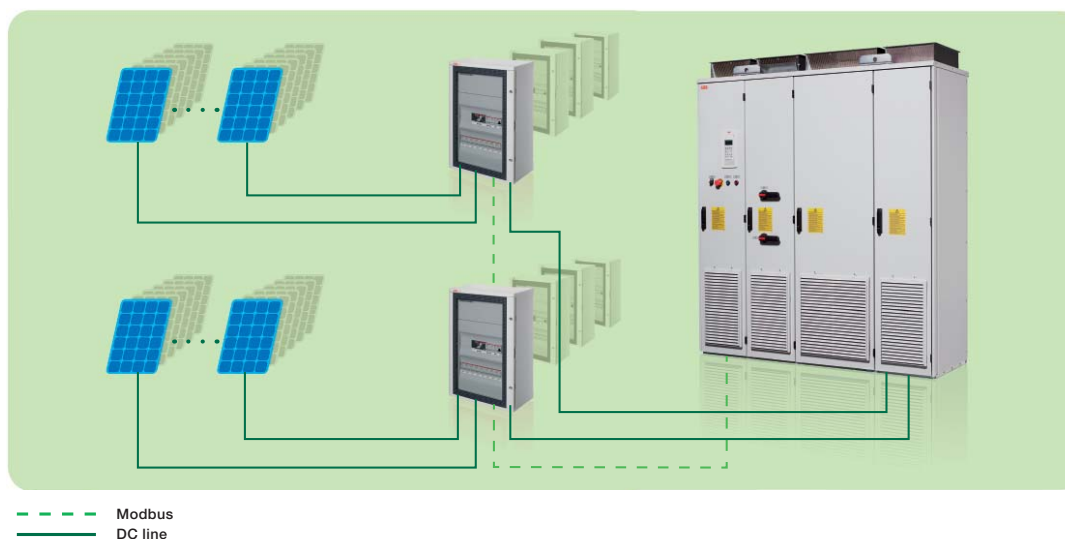
⁸⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

⁹⁾ 115 V, 60 Hz optional

¹⁰⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

C.5 Caixa de ligação

ABB junction box connection principle



3AUAD000100224 REV A EN 9.5.2011 #15635

Technical data and types

Type code	PVS-JB-8-M
Input	
Maximum DC voltage	1000 V
Maximum DC current per channel	14 A
Maximum DC current total	80 A
Number of strings	8
String cable terminal	Screw clamp, 16 mm ²
String cable inlet	Cable gland, max diameter 10 mm
Fuse	10 x 38 mm, 4 A, 6 A, 8 A, 10 A, 12 A ¹⁾ , 14 A
Fuse holders	ABB openable holder for each + and -
Output	
Cable connection	Screw clamp, 70 mm ²
Cable output	Cable gland, max diameter 21 mm
Disconnecter switch	ABB T _{max} , T1 D 160 PV
Overvoltage protection	ABB OVR
General data	
Width / Height / Depth	460 / 700 / 260 mm
Weight	20 kg
Protection rating	IP66
Permitted ambient temperature	-20 to +50 °C
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95 %
All connection cable glands	IP68 cable glands at bottom
Monitoring board	
External power supply	110 to 230 V AC 50/60 Hz
Power consumption	< 12 W
Data cable maximum length	1200 m
Overvoltage protection status	Yes
I/O interface	
Internal temperature measurement	Yes
External temperature measurement	2 x PT-100
Reference PV cell	0 to 500 mV
Analog inputs	0 to 10 V / 0 to 20 mA
Digital inputs	2
Relay outputs	2

¹⁾ 12 A fuse included

For more information contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solar
www.abb.com

© Copyright 2011 ABB. All rights reserved.
Specifications subject to change without notice.

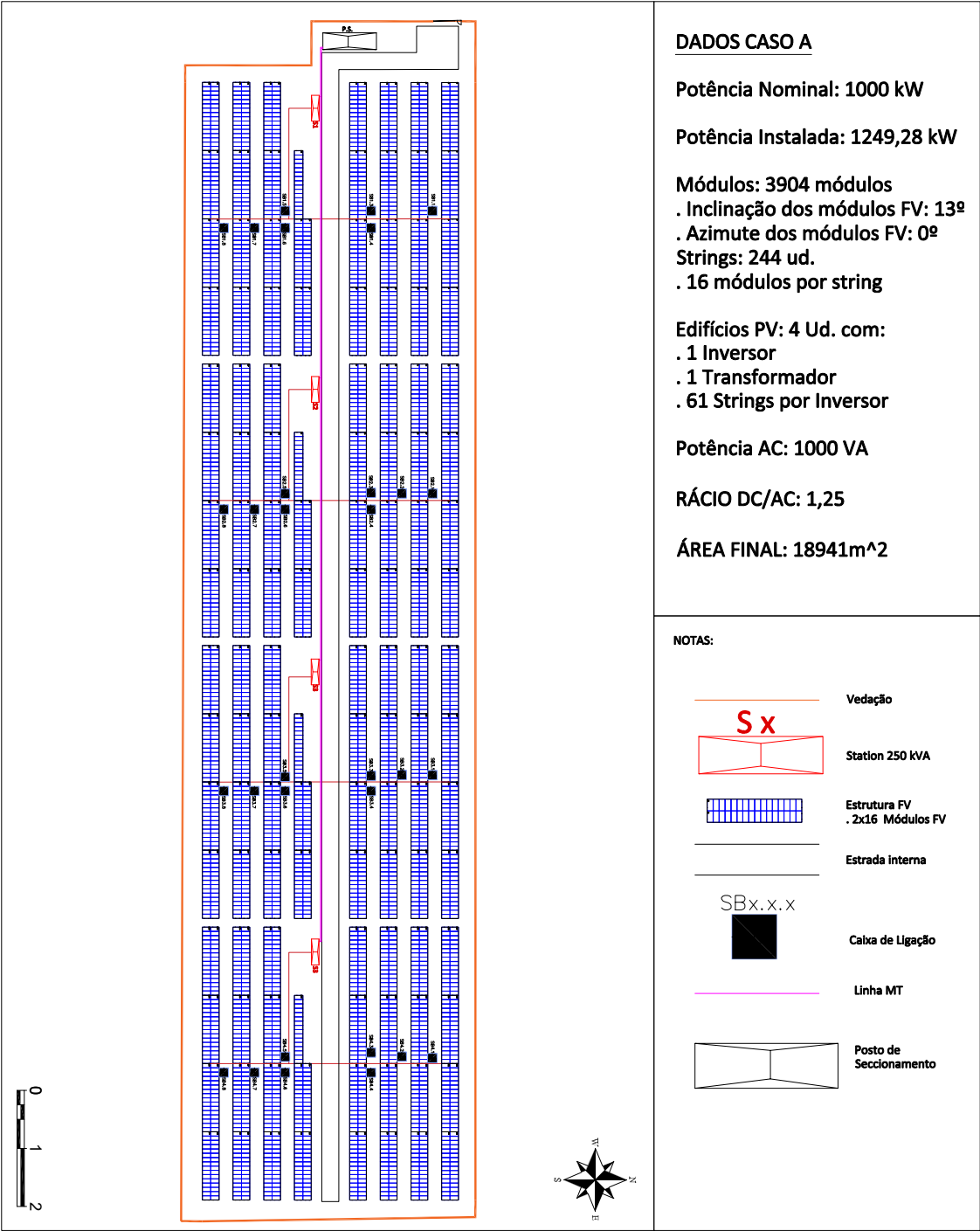
Power and productivity
for a better world™



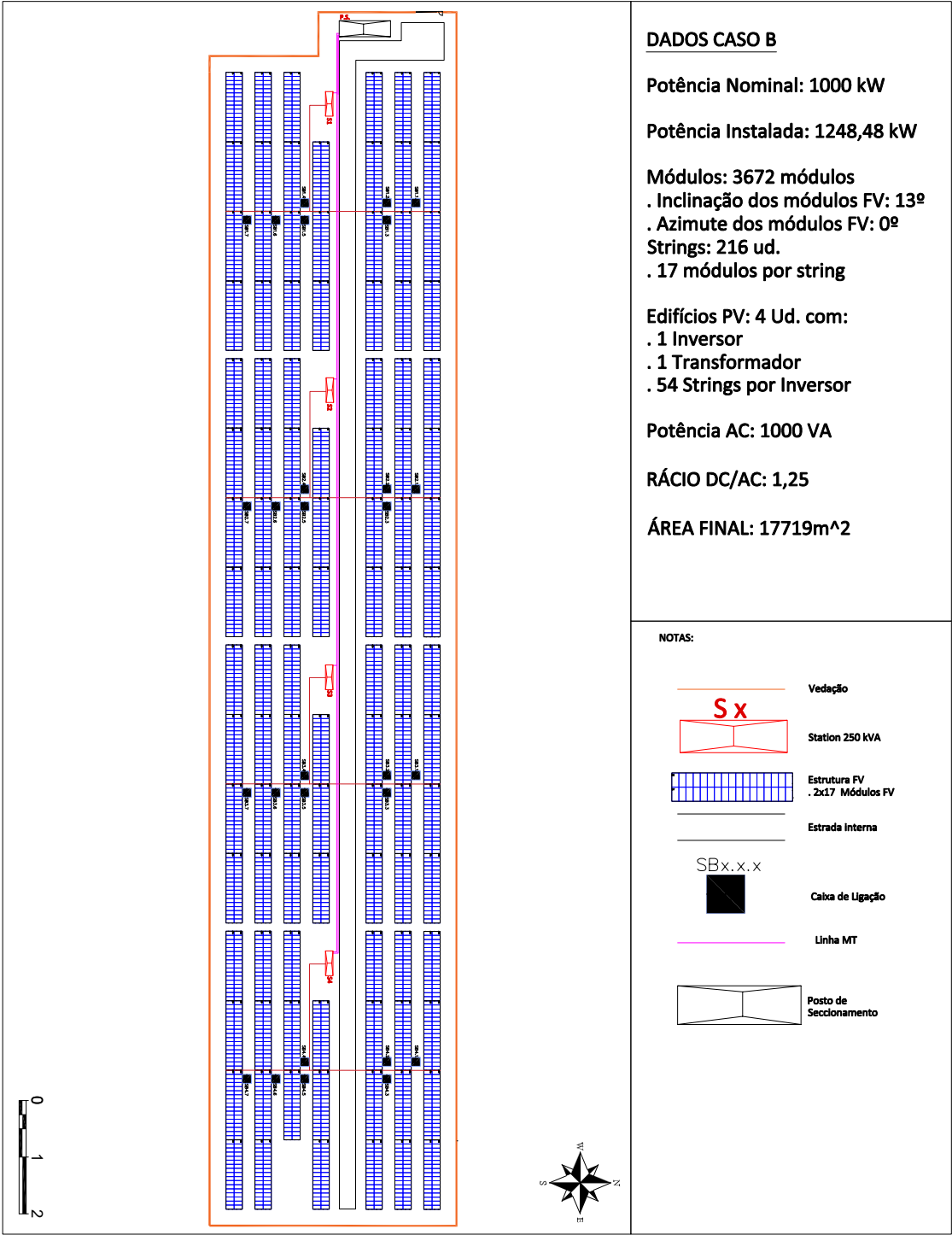
Anexo D

Layouts

D.1 Layout A



D.2 Layout B



Anexo E

Dimensionamento dos cabos DC

E.1 Caso A

Tabela E.1: Dimensionamento do Cabo Solar do Caso A.

INV	C.L.	String	Dados Iniciais								C. de Aquec.			C. de Prot. Sobrecargas e C.C's				C. Queda de Tensão				Comp. Final	
			Comp. (+) [m]	Comp. (-) [m]	Ib [A]	Cód.	Secc. (mm²)	Coef. Tubagem	Coef. Corr. Comp.	Coef. Circ. Paral.	Iz [A]	Iz' [A]	Iz > Ib	In [A]	1,25Isc< In<2Isc	I2 [A]	Ib<In<Iz	I2<1,45Iz	R 90°C [Ohm/m]	ΔV (V)	ΔV (%)		ΔV (<1,25%)
INVERSOR 1	1.1	S1	36,2	20,2	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	2,75	0,46	OK	57,0
		S2	34,3	18,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,42	0,74	OK	53,0
		S3	20,2	7,3	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,47	0,58	OK	28,0
		S4	18,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,98	0,50	OK	24,0
		S5	23,1	7,3	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	2,56	0,43	OK	31,0
		S6	21,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,36	0,57	OK	27,0
		S7	39,2	23,1	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	3,04	0,51	OK	63,0
		S8	37,3	21,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,93	0,83	OK	59,0
	1.2	S9	36,2	20,2	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	2,75	0,46	OK	57,0
		S10	34,3	18,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,42	0,74	OK	53,0
		S11	20,2	7,3	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,47	0,58	OK	28,0
		S12	18,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,98	0,50	OK	24,0
		S13	23,1	7,3	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	2,56	0,43	OK	31,0
		S14	21,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,36	0,57	OK	27,0
		S15	39,2	23,1	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	3,04	0,51	OK	63,0
		S16	37,3	21,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,93	0,83	OK	59,0
	1.3	S17	36,2	20,2	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	2,75	0,46	OK	57,0
		S18	34,3	18,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,42	0,74	OK	53,0
		S19	20,2	7,3	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,47	0,58	OK	28,0
		S20	18,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,98	0,50	OK	24,0
		S21	23,1	7,3	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	2,56	0,43	OK	31,0
		S22	21,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,36	0,57	OK	27,0
		S23	39,2	23,1	8,63	5	10	0,9	1,05	0,85	64	51,4	OK	12	OK	16	OK	OK	5,3784	3,04	0,51	OK	63,0
		S24	37,3	21,2	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	4,93	0,83	OK	59,0
	1.4	S25	33,9	17,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,54	1,10	OK	52,0
		S26	35,8	19,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	7,03	1,18	OK	56,0
		S27	17,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,51	0,42	OK	20,0
		S28	19,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3	0,51	OK	24,0
		S29	14,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,13	0,36	OK	17,0
		S30	16,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,62	0,44	OK	21,0
S31		30,9	14,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	5,79	0,97	OK	46,0	
S32		32,8	16,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,27	1,06	OK	50,0	
1.5	S33	18,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,98	0,50	OK	24,0	
	S34	23,1	7,3	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,84	0,65	OK	31,0	
	S35	21,2	5,4	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3,36	0,57	OK	27,0	
	S36	39,2	23,1	8,63	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,9	OK	12	OK	16	OK	OK	9,2929	5,25	0,88	OK	63,0	
	S37	37,3	21,2	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	7,39	1,24	OK	59,0	
1.6	S38	33,9	17,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,54	1,10	OK	52,0	
	S39	35,8	19,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	7,03	1,18	OK	56,0	
	S40	17,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,51	0,42	OK	20,0	
	S41	19,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3	0,51	OK	24,0	
	S42	14,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,13	0,36	OK	17,0	
	S43	16,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,62	0,44	OK	21,0	
	S44	30,9	14,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	5,79	0,97	OK	46,0	
	S45	32,8	16,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,27	1,06	OK	50,0	
1.7	S46	33,9	17,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,54	1,10	OK	52,0	
	S47	35,8	19,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	7,03	1,18	OK	56,0	
	S48	17,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,51	0,42	OK	20,0	
	S49	19,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3	0,51	OK	24,0	
	S50	14,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,13	0,36	OK	17,0	
	S51	16,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,62	0,44	OK	21,0	
	S52	30,9	14,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	5,79	0,97	OK	46,0	
	S53	32,8	16,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,27	1,06	OK	50,0	
1.8	S54	33,9	17,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,54	1,10	OK	52,0	
	S55	35,8	19,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	7,03	1,18	OK	56,0	
	S56	17,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,51	0,42	OK	20,0	
	S57	19,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	3	0,51	OK	24,0	
	S58	14,9	2,0	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,13	0,36	OK	17,0	
	S59	16,8	3,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	2,62	0,44	OK	21,0	
	S60	30,9	14,9	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	5,79	0,97	OK	46,0	
	S61	32,8	16,8	8,63	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	12	OK	16	OK	OK	13,333	6,27	1,06	OK	50,0	

Tabela E.2: Dimensionamento do Cabo BT do Caso A.

Inv	C.L.	Dados Iniciais							C. de Aquec			C. de Prot. Sobrecargas e C.C's					C. Queda de Tensão		
		Nº Fieiras	Imp [A]	Comp. [m]	Cód.	Seco. [mm²]	Coef. Circ. Paral.		Iz [A]	Iz' [A]	Iz >= Ib	In [A]	Ver. Fusível	Ib(In/Iz)	I2 = 1,6'I _n	I2 < 1,45 Iz	R 30°C	ΔV [V]	ΔV [%]
INVERSOR 1	1.1	8	8,6	63,0	63,3	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	2,20	0,370
	1.2	8	8,6	63,0	56,7	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,37	0,40
	1.3	8	8,6	63,0	49,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	1,70	0,23
	1.4	8	8,6	63,0	43,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,07	0,35
	1.5	5	8,6	43,2	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	80	OK	OK	128	OK	0,577	0,87	0,15
	1.6	8	8,6	63,0	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,39	0,23
	1.7	8	8,6	63,0	40,4	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,69	0,28
	1.8	8	8,6	63,0	47,6	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,99	0,34
INVERSOR 2	2.1	8	8,6	63,0	63,3	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	2,20	0,37
	2.2	8	8,6	63,0	56,7	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,37	0,40
	2.3	8	8,6	63,0	49,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	1,70	0,23
	2.4	8	8,6	63,0	43,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,07	0,35
	2.5	5	8,6	43,2	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	80	OK	OK	128	OK	0,577	0,87	0,15
	2.6	8	8,6	63,0	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,39	0,23
	2.7	8	8,6	63,0	40,4	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,69	0,28
	2.8	8	8,6	63,0	47,6	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,99	0,34
INVERSOR 3	3.1	8	8,6	63,0	63,3	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	2,20	0,37
	3.2	8	8,6	63,0	56,7	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,37	0,40
	3.3	8	8,6	63,0	49,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	1,70	0,23
	3.4	8	8,6	63,0	43,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,07	0,35
	3.5	5	8,6	43,2	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	80	OK	OK	128	OK	0,577	0,87	0,15
	3.6	8	8,6	63,0	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,39	0,23
	3.7	8	8,6	63,0	40,4	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,69	0,28
	3.8	8	8,6	63,0	47,6	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,99	0,34
INVERSOR 4	4.1	8	8,6	63,0	63,3	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	2,20	0,37
	4.2	8	8,6	63,0	56,7	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,37	0,40
	4.3	8	8,6	63,0	49,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,474	1,70	0,23
	4.4	8	8,6	63,0	43,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	2,07	0,35
	4.5	5	8,6	43,2	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	80	OK	OK	128	OK	0,577	0,87	0,15
	4.6	8	8,6	63,0	33,2	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,39	0,23
	4.7	8	8,6	63,0	40,4	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,69	0,28
	4.8	8	8,6	63,0	47,6	207	150	0,65	197	128,1	OK	100	OK	OK	160	OK	0,577	1,99	0,34

Tabela E.3: Análise da queda de tensão total e perdas finais do Caso A.

INV.	C.L.	String	Cabo Módulo->Caixa de ligação				Cabo String(Bor-> Inversor				Queda de tensão total BT			Perdas					<1,25% ?
			R90 (Ohm/km)	Comp. (m)	IB(A)	ΔV1 (V)	R90 (Ohm/km)	Comp. (m)	ISB (A)	ΔV2 (V)	ΔVtot (V)	ΔVtot (%)	<2,5%	Perdas Cabo Solar (W)	Perdas Cabo BT (W)	Perdas Totais (W)	Perdas Totais (%)		
INVERSOR 1	1.1	S1	5,38	53,17	8,63	2,75	0,47	63,85	69,04	2,20	4,94	0,8	OK	23,70	144,37	381,72	0,93	OK	
		S2	9,23	55,14	8,63	4,42					6,62	1,1	OK	38,16					
		S3	13,94	28,82	8,63	3,47					5,66	1,0	OK	29,92					
		S4	13,94	24,79	8,63	2,98					5,18	0,9	OK	25,74					
		S5	9,23	31,94	8,63	2,56					4,76	0,8	OK	22,11					
		S6	13,94	27,91	8,63	3,36					5,55	0,9	OK	28,98					
		S7	5,38	65,46	8,63	3,04					5,23	0,9	OK	26,22					
		S8	9,23	61,43	8,63	4,93					7,12	1,2	OK	42,52					
	1.2	S9	5,38	53,17	8,63	2,75	0,58	56,65	69,04	2,37	5,12	0,9	OK	23,70	155,79	393,13	0,96	OK	
		S10	9,23	55,14	8,63	4,42					6,79	1,1	OK	38,16					
		S11	13,94	28,82	8,63	3,47					5,84	1,0	OK	29,92					
		S12	13,94	24,79	8,63	2,98					5,35	0,9	OK	25,74					
		S13	9,23	31,94	8,63	2,56					4,93	0,8	OK	22,11					
		S14	13,94	27,91	8,63	3,36					5,73	1,0	OK	28,98					
		S15	5,38	65,46	8,63	3,04					5,41	0,9	OK	26,22					
		S16	9,23	61,43	8,63	4,93					7,30	1,2	OK	42,52					
	1.3	S17	5,38	53,17	8,63	2,75	0,47	49,46	69,04	1,70	4,45	0,7	OK	23,70	111,84	349,18	0,85	OK	
		S18	9,23	55,14	8,63	4,42					6,12	1,0	OK	38,16					
		S19	13,94	28,82	8,63	3,47					5,17	0,9	OK	29,92					
		S20	13,94	24,79	8,63	2,98					4,68	0,8	OK	25,74					
		S21	9,23	31,94	8,63	2,56					4,26	0,7	OK	22,11					
		S22	13,94	27,91	8,63	3,36					5,06	0,9	OK	28,98					
		S23	5,38	65,46	8,63	3,04					4,74	0,8	OK	26,22					
		S24	9,23	61,43	8,63	4,93					6,63	1,1	OK	42,52					
	1.4	S25	13,94	54,39	8,63	6,54	0,58	49,46	69,04	2,07	8,61	1,5	OK	56,47	136,02	445,76	1,09	OK	
		S26	13,94	58,42	8,63	7,03					9,10	1,5	OK	60,65					
		S27	13,94	20,90	8,63	2,51					4,58	0,8	OK	21,69					
		S28	13,94	24,92	8,63	3,00					5,07	0,9	OK	25,87					
		S29	13,94	17,75	8,63	2,13					4,20	0,7	OK	18,42					
		S30	13,94	21,77	8,63	2,62					4,69	0,8	OK	22,60					
		S31	13,94	48,09	8,63	5,79					7,85	1,3	OK	49,93					
		S32	13,94	52,12	8,63	6,27					8,94	1,4	OK	54,11					
	1.5	S33	13,94	24,79	8,63	2,98	0,58	33,24	43,15	0,87	3,95	0,6	OK	25,74	35,71	232,66	0,91	OK	
		S34	13,94	31,94	8,63	3,84					4,71	0,8	OK	33,16					
S35		13,94	27,91	8,63	3,36	4,23					0,7	OK	28,98						
S36		9,23	65,46	8,63	5,25	6,12					1,0	OK	45,30						
S37		13,94	61,43	8,63	7,39	8,26					1,4	OK	63,77						
1.6	S38	13,94	54,39	8,63	6,54	0,58	33,24	69,04	1,39	7,93	1,3	OK	56,47	91,41	401,15	0,98	OK		
	S39	13,94	58,42	8,63	7,03					8,42	1,4	OK	60,65						
	S40	13,94	20,90	8,63	2,51					3,90	0,7	OK	21,69						
	S41	13,94	24,92	8,63	3,00					4,39	0,7	OK	25,87						
	S42	13,94	17,75	8,63	2,13					3,52	0,6	OK	18,42						
	S43	13,94	21,77	8,63	2,62					4,01	0,7	OK	22,60						
	S44	13,94	48,09	8,63	5,79					7,18	1,2	OK	49,93						
	S45	13,94	52,12	8,63	6,27					7,66	1,3	OK	54,11						
1.7	S46	13,94	54,39	8,63	6,54	0,58	40,42	69,04	1,69	8,23	1,4	OK	56,47	111,17	420,91	1,03	OK		
	S47	13,94	58,42	8,63	7,03					8,72	1,5	OK	60,65						
	S48	13,94	20,90	8,63	2,51					4,20	0,7	OK	21,69						
	S49	13,94	24,92	8,63	3,00					4,69	0,8	OK	25,87						
	S50	13,94	17,75	8,63	2,13					3,83	0,6	OK	18,42						
	S51	13,94	21,77	8,63	2,62					4,31	0,7	OK	22,60						
	S52	13,94	48,09	8,63	5,79					7,48	1,3	OK	49,93						
	S53	13,94	52,12	8,63	6,27					7,96	1,3	OK	54,11						
1.8	S54	13,94	54,39	8,63	6,54	0,58	47,62	69,04	1,99	8,53	1,4	OK	56,47	130,96	440,70	1,08	OK		
	S55	13,94	58,42	8,63	7,03					9,02	1,5	OK	60,65						
	S56	13,94	20,90	8,63	2,51					4,51	0,8	OK	21,69						
	S57	13,94	24,92	8,63	3,00					4,99	0,8	OK	25,87						
	S58	13,94	17,75	8,63	2,13					4,13	0,7	OK	18,42						
	S59	13,94	21,77	8,63	2,62					4,61	0,8	OK	22,60						
	S60	13,94	48,09	8,63	5,79					7,78	1,3	OK	49,93						
S61	13,94	52,12	8,63	6,27	8,26	1,4	OK	54,11											

E.2 Caso B

Tabela E.4: Dimensionamento do Cabo Solar do Caso B.

Inv.	C.L	String	Dados Iniciais							C. de Aquec.			C. de Prot. Sobrecargas e C.C's				C. Queda de Tensão				Comp. Final		
			Comp. (+)[m]	Comp. (-)[m]	lb [A]	Cód.	Seco. (mm²)	Coef. Tubage	Coef. Corr. Comp.	Coef. Ciro. Paral.	Iz [A]	Iz' [A]	Iz ≥ Ib	In [A]	1,25Isc< In<2Isc	I2 [A]	Ib<In<Iz	I2<1,45Iz	R/90°C (Ohmm)	ΔV (V)		ΔV (%)	ΔV (<1,25%)
INVERSOR 1	11	S1	38,3	21,1	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,22	0,88	OK	60,0
		S2	36,3	19,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,32	1,23	OK	56,0
		S3	21,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,73	0,63	OK	29,0
		S4	19,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,21	0,54	OK	25,0
		S5	24,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	4,13	0,69	OK	32,0
		S6	22,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,61	0,61	OK	28,0
		S7	41,1	24,1	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,74	0,97	OK	66,0
		S8	39,2	22,2	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,39	0,91	OK	62,0
	12	S9	38,3	21,1	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,22	0,88	OK	60,0
		S10	36,3	19,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,32	1,23	OK	56,0
		S11	21,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,73	0,63	OK	29,0
		S12	19,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,21	0,54	OK	25,0
		S13	24,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	4,13	0,69	OK	32,0
		S14	22,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,61	0,61	OK	28,0
		S15	41,1	24,1	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,74	0,97	OK	66,0
		S16	39,2	22,2	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,39	0,91	OK	62,0
	13	S17	36,0	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,12	1,20	OK	54,0
		S18	38,0	20,0	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,09	0,86	OK	58,0
		S19	18,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,64	0,44	OK	20,0
		S20	20,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,15	0,53	OK	24,0
		S21	16,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,37	0,40	OK	16,0
		S22	18,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,89	0,49	OK	22,0
		S23	33,5	16,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	6,53	1,10	OK	50,0
		S24	35,5	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,04	1,19	OK	54,0
	14	S25	21,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,73	0,63	OK	29,0
		S26	19,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,21	0,54	OK	25,0
		S27	24,1	7,1	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	4,13	0,69	OK	32,0
		S28	22,2	5,2	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,61	0,61	OK	28,0
		S29	41,1	24,1	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,74	0,97	OK	66,0
		S30	39,2	22,2	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,39	0,91	OK	62,0
	15	S31	36,0	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,12	1,20	OK	54,0
		S32	38,0	20,0	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,09	0,86	OK	58,0
		S33	18,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,64	0,44	OK	20,0
		S34	20,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,15	0,53	OK	24,0
		S35	16,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,37	0,40	OK	16,0
		S36	18,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,89	0,49	OK	22,0
		S37	33,5	16,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	6,53	1,10	OK	50,0
		S38	35,5	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,04	1,19	OK	54,0
	16	S39	36,0	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,12	1,20	OK	54,0
		S40	38,0	20,0	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,09	0,86	OK	58,0
		S41	18,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,64	0,44	OK	20,0
		S42	20,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,15	0,53	OK	24,0
		S43	16,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,37	0,40	OK	16,0
		S44	18,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,89	0,49	OK	22,0
		S45	33,5	16,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	6,53	1,10	OK	50,0
		S46	35,5	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,04	1,19	OK	54,0
	17	S47	36,0	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,12	1,20	OK	54,0
		S48	38,0	20,0	9,01	4	6	0,9	1,05	0,85	46	36,3	OK	14	OK	19	OK	OK	9,29	5,09	0,86	OK	58,0
		S49	18,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,64	0,44	OK	20,0
		S50	20,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	3,15	0,53	OK	24,0
		S51	16,0	2,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,37	0,40	OK	16,0
		S52	18,0	4,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	2,89	0,49	OK	22,0
		S53	33,5	16,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	6,53	1,10	OK	50,0
		S54	35,5	18,0	9,01	3	4	0,9	1,05	0,85	35	28,1	OK	14	OK	19	OK	OK	13,94	7,04	1,19	OK	54,0

Tabela E.5: Dimensionamento do Cabo BT do Caso B.

Inv	C.L.	Dados Iniciais							C. de Aquec.			C. de Prot. Sobrecargas e C.C's					C. Queda de Tensão			
		Nº Fileiras	Imp [A]	Ib [A]	Comp. [m]	Cód.	Seco. [mm²]	Coef. Circ. Paral.	Iz [A]	Iz' [A]	Iz >= Ib	In [A]	Ver. Fusível	Ib < In < Iz	Iz > 1,6 In	Iz < 1,45 Iz	R 90°C	ΔV [V]	ΔV [%]	ΔV [%] (<1,25%)
INVERSOR 1	1.1	8	9,01	72,08	56,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,47	2,03	0,34	ok
	1.2	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	1.3	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	1.4	6	9,01	54,06	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,06	0,18	ok
	1.5	8	9,01	72,08	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,41	0,24	ok
	1.6	8	9,01	72,08	39,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,72	0,29	ok
	1.7	8	9,01	72,08	46,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,03	0,34	ok
INVERSOR 2	2.1	8	9,01	72,08	56,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,47	2,03	0,34	ok
	2.2	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	2.3	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	2.4	6	9,01	54,06	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,06	0,18	ok
	2.5	8	9,01	72,08	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,41	0,24	ok
	2.6	8	9,01	72,08	39,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,72	0,29	ok
	2.7	8	9,01	72,08	46,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,03	0,34	ok
INVERSOR 3	3.1	8	9,01	72,08	56,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,47	2,03	0,34	ok
	3.2	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	3.3	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	3.4	6	9,01	54,06	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,06	0,18	ok
	3.5	8	9,01	72,08	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,41	0,24	ok
	3.6	8	9,01	72,08	39,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,72	0,29	ok
	3.7	8	9,01	72,08	46,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,03	0,34	ok
INVERSOR 4	4.1	8	9,01	72,08	56,5	208	185	0,65	220	143	OK	100	OK	OK	160	OK	0,47	2,03	0,34	ok
	4.2	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	4.3	8	9,01	72,08	49,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,16	0,36	ok
	4.4	6	9,01	54,06	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,06	0,18	ok
	4.5	8	9,01	72,08	32,3	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,41	0,24	ok
	4.6	8	9,01	72,08	39,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	1,72	0,29	ok
	4.7	8	9,01	72,08	46,4	207	150	0,65	197	128,05	OK	100	OK	OK	160	OK	0,58	2,03	0,34	ok

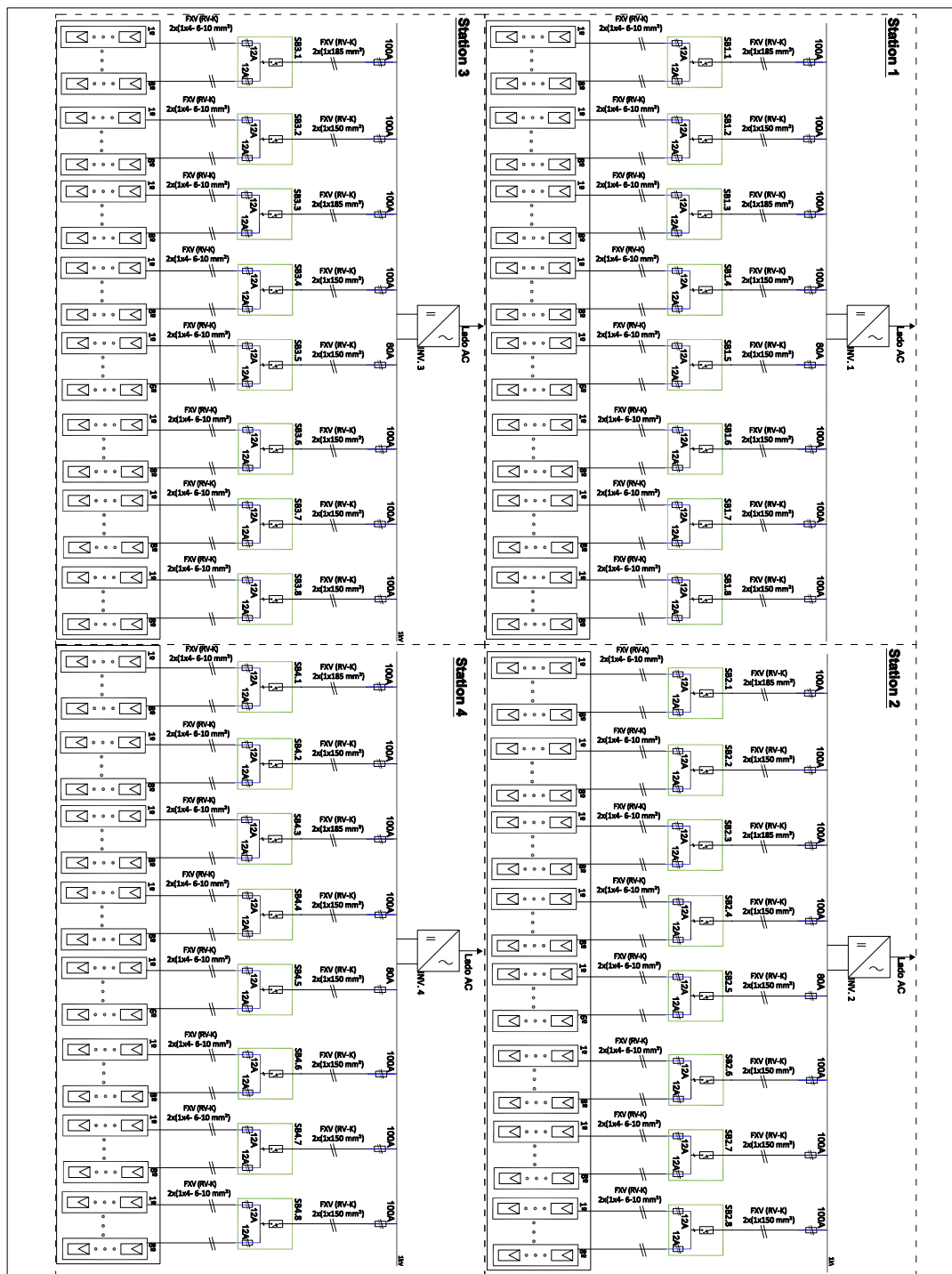
Tabela E.6: Análise da queda de tensão total e perdas finais do Caso B.

INV.	C.L.	String	Cabo Módulo->Caixa de ligação				Cabo StringBox-> Inversor				Queda de tensão total BT				Perdas				
			R90 (Ohm/km)	Comp. (m)	I _B (A)	ΔV1 (V)	R90 (Ohm/km)	Comp. (m)	I _{SB} (A)	ΔV2 (V)	ΔV _{Tot} (V)	ΔV _{Tot} (%)	ΔV _{Tot} (%) <2,5%	Perdas Cabo Solar (w)	Perdas Cabo BT (w)	Perdas Totais (w)	Perdas Totais (%)	<1,25% ?	
INVERSOR 1	1.1	S1	9,29	62,40	9,01	5,22	0,47	56,50	72,08	2,03	7,25	1,12	OK	47,08	139,25	484,82	1,04	OK	
		S2	13,94	58,29	9,01	7,32					9,35	1,45	OK	65,96					
		S3	13,94	29,69	9,01	3,73					5,76	0,89	OK	33,60					
		S4	13,94	25,58	9,01	3,21					5,24	0,81	OK	28,94					
		S5	13,94	32,84	9,01	4,13					6,15	0,95	OK	37,17					
		S6	13,94	28,73	9,01	3,61					5,64	0,87	OK	32,51					
		S7	9,29	68,54	9,01	5,74					7,77	1,20	OK	51,71					
		S8	9,29	64,43	9,01	5,39					7,42	1,15	OK	48,60					
	1.2	S9	9,29	62,40	9,01	5,22	0,58	49,39	72,08	2,16	7,38	1,14	OK	47,08	148,05	493,61	1,06	OK	
		S10	13,94	58,29	9,01	7,32					9,48	1,47	OK	65,96					
		S11	13,94	29,69	9,01	3,73					5,89	0,91	OK	33,60					
		S12	13,94	25,58	9,01	3,21					5,37	0,83	OK	28,94					
		S13	13,94	32,84	9,01	4,13					6,28	0,97	OK	37,17					
		S14	13,94	28,73	9,01	3,61					5,76	0,89	OK	32,51					
		S15	9,29	68,54	9,01	5,74					7,90	1,22	OK	51,71					
		S16	9,29	64,43	9,01	5,39					7,55	1,17	OK	48,60					
	1.3	S17	13,94	56,70	9,01	7,12	0,58	49,39	72,08	2,16	9,28	1,44	OK	64,16	148,05	479,99	1,03	OK	
		S18	9,29	60,82	9,01	5,09					7,25	1,12	OK	45,88					
		S19	13,94	21,00	9,01	2,64					4,79	0,74	OK	23,76					
		S20	13,94	25,12	9,01	3,15					5,31	0,82	OK	28,42					
		S21	13,94	18,90	9,01	2,37					4,53	0,70	OK	21,39					
		S22	13,94	23,02	9,01	2,89					5,05	0,78	OK	26,04					
		S23	13,94	51,98	9,01	6,53					8,68	1,34	OK	58,81					
		S24	13,94	56,09	9,01	7,04					9,20	1,42	OK	63,47					
	1.4	S25	13,94	29,69	9,01	3,73	0,58	32,26	54,06	1,06	4,79	0,74	OK	33,60	64,92	297,45	0,85	OK	
		S26	13,94	25,58	9,01	3,21					4,27	0,66	OK	28,94					
		S27	13,94	32,84	9,01	4,13					5,18	0,80	OK	37,17					
		S28	13,94	28,73	9,01	3,61					4,66	0,72	OK	32,51					
		S29	9,29	68,54	9,01	5,74					6,80	1,05	OK	51,71					
		S30	9,29	64,43	9,01	5,39					6,45	1,00	OK	48,60					
	1.5	S31	13,94	56,70	9,01	7,12	0,58	32,26	72,08	1,41	8,18	1,27	OK	64,16	86,56	418,50	0,90	OK	
		S32	9,29	60,82	9,01	5,09					6,15	0,95	OK	45,88					
		S33	13,94	21,00	9,01	2,64					4,05	0,63	OK	23,76					
		S34	13,94	25,12	9,01	3,15					4,56	0,71	OK	28,42					
		S35	13,94	18,90	9,01	2,37					3,78	0,59	OK	21,39					
		S36	13,94	23,02	9,01	2,89					4,30	0,67	OK	26,04					
S37		13,94	51,98	9,01	6,53	7,34					1,23	OK	58,81						
S38		13,94	56,09	9,01	7,04	8,76					1,36	OK	63,47						
1.6	S39	13,94	56,70	9,01	7,12	0,58	39,36	72,08	1,72	8,84	1,37	OK	64,16	128,85	460,80	0,99	OK		
	S40	9,29	60,82	9,01	5,09					6,81	1,05	OK	45,88						
	S41	13,94	21,00	9,01	2,64					4,36	0,67	OK	23,76						
	S42	13,94	25,12	9,01	3,15					4,87	0,75	OK	28,42						
	S43	13,94	18,90	9,01	2,37					4,09	0,63	OK	21,39						
	S44	13,94	23,02	9,01	2,89					4,61	0,71	OK	26,04						
	S45	13,94	51,98	9,01	6,53					8,25	1,28	OK	58,81						
	S46	13,94	56,09	9,01	7,04					9,07	1,40	OK	63,47						
1.7	S47	13,94	56,70	9,01	7,12	0,58	46,44	72,08	2,03	9,15	1,42	OK	64,16	173,98	511,32	1,10	OK		
	S48	9,29	60,82	9,01	5,09					7,12	1,10	OK	45,88						
	S49	13,94	21,00	9,01	2,64					4,67	0,72	OK	23,76						
	S50	13,94	25,12	9,01	3,15					5,18	0,80	OK	28,42						
	S51	13,94	18,90	9,01	2,37					4,40	0,68	OK	21,39						
	S52	13,94	23,02	9,01	2,89					4,32	0,76	OK	26,04						
	S53	13,94	51,98	9,01	6,53					8,56	1,32	OK	58,81						
	S54	13,94	56,09	9,01	7,04					9,07	1,40	OK	63,47						

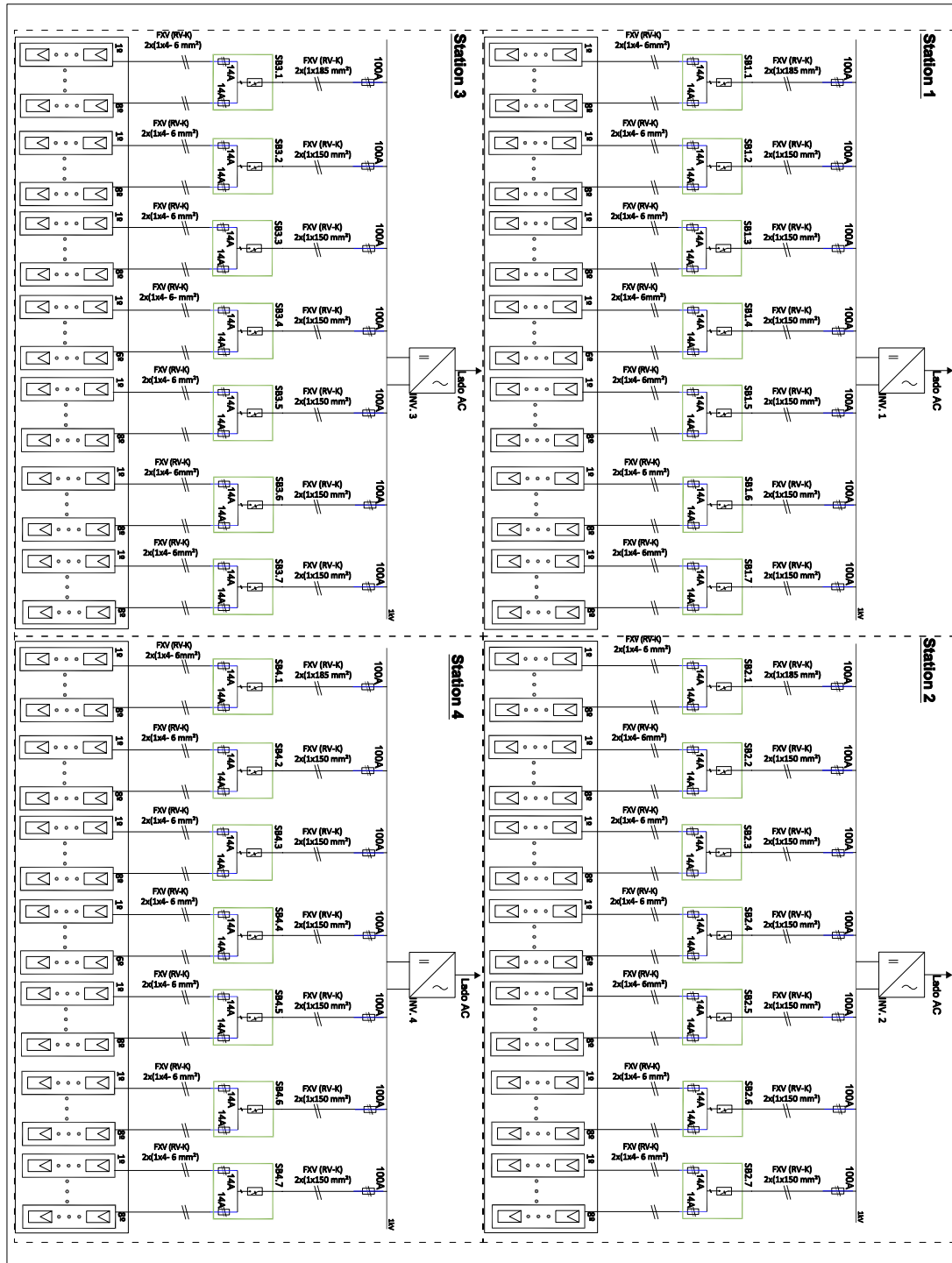
Anexo F

Esquemas unifilares do lado DC

E.1 Esquema unifilar do Caso A



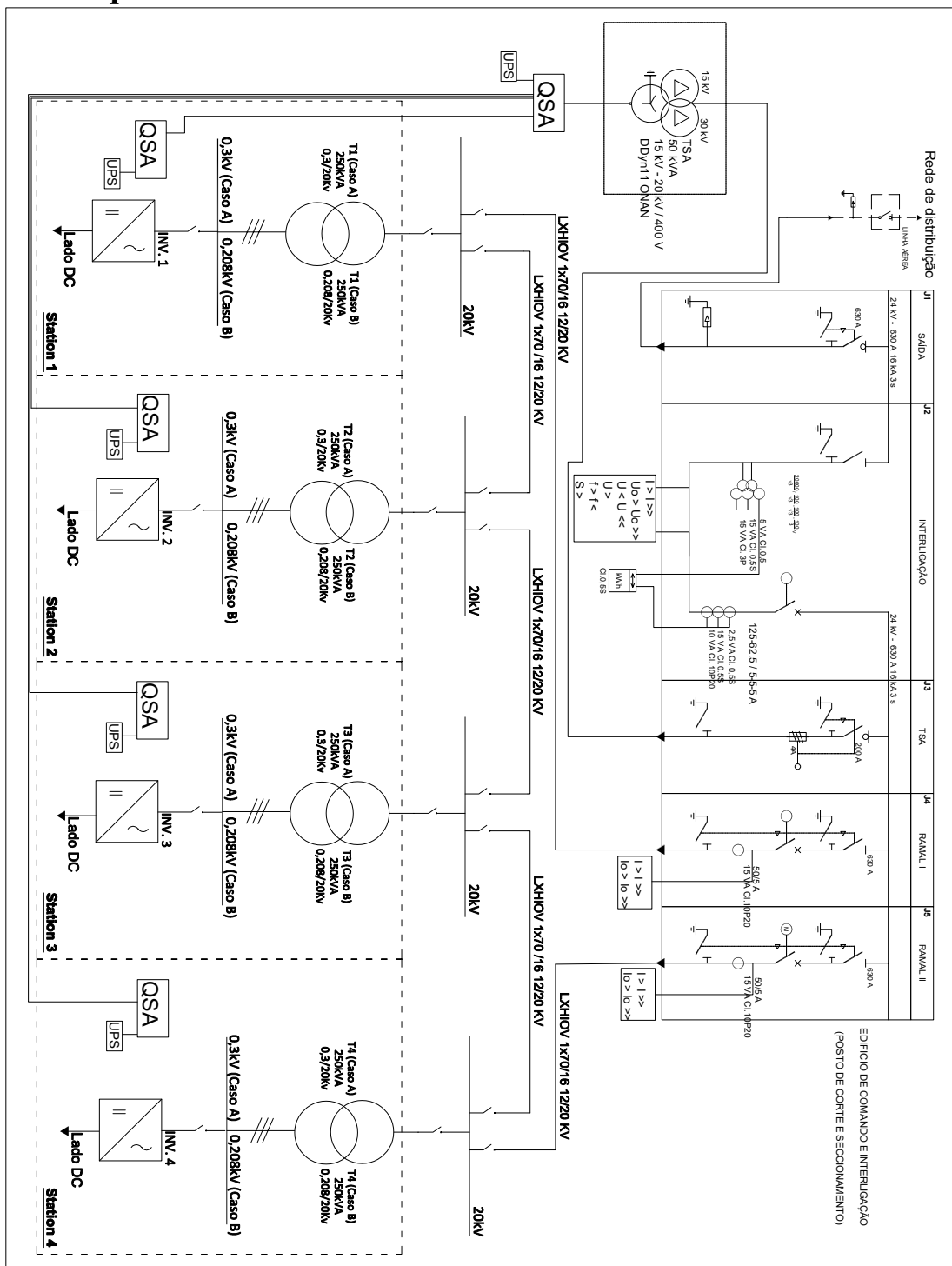
F.2 Esquema unifilar do Caso B



Anexo G

Esquema unifilar do lado MT

G.1 Esquema unifilar MT do Caso A e B



Referências

- [1] IEA - International Energy Agency. International Energy Outlook 2016. 2016. URL: [http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf).
- [2] IEA - International Energy Agency. Energy Climate and Change World Energy Outlook Special Report. 2015. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>.
- [3] National Renewable Energy Laboratory. NREL Report Shows U.S. Solar Photovoltaic Costs Continuing to Fall in 2016 - News Releases | NREL, 2016. URL: <http://www.nrel.gov/news/press/2016/37745>.
- [4] Maria Ewerton and Linus Akerblom. *Clean Development Mechanism - Key to the future? - A minor field study of organizations working in rural areas in Vietnam with renewable energy sources*. PhD thesis, 2010. URL: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:325742/fulltext02>.
- [5] Vietnam Government. Vietnam's Socio-Economic Development Strategy For The Period of 2011-2020. URL: <http://www.economica.vn/portals/0/maubieu/1d3f7ee0400e42152bdcaa439bf62686.pdf>.
- [6] ADB and ADBI. *Viet Nam: Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map*. 2016. URL: <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/178616/vie-energy-road-map.pdf>.
- [7] B. H. Dao, Nguyen & Kevin. Vietnam Power Development Plan for the 2011-2020 Period. (September):1–5, 2011. URL: <http://www.mondaq.com/x/144632/Renewables/Vietnam+Power+Development+Plan+for+the+20112020+Period>.
- [8] Pham Trong Thuc. Vietnam Renewable Energy development project to 2030 with outlook to 2050. URL: <http://www.vn.undp.org/content/dam/vietnam/docs/Publications/MrThuc.pdf>.
- [9] Michael E. Mackay. *Solar Energy: An Introduction*. Oxford University Press, 2015.
- [10] Claudio Monteiro. Energia Eólica e Solar - Energia Fotovoltaica, 2016.
- [11] G. N. Tiwari, Arvind Tiwari, and Shyam. *Handbook of Solar Energy - Theory, Analysis and Applications*. Springer, 2016.
- [12] Kadir Bakirci. General models for optimum tilt angles of solar panels : Turkey case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8):6149–6159, 2012. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112004509>.

- [13] Regents of the University of Colorado. Photovoltaic Efficiency: Solar Angles & Tracking Systems. URL: http://content.teachengineering.org/content/cub_/lessons/cub_pveff/Attachments/cub_pveff_lesson01_fundamentalsarticle_v2_tedl_dwc.pdf.
- [14] Kipp&Zonen. Solar Radiation Measurements for Solar Energy Applications.
- [15] U.S. Department of Energy. The History of Solar. URL: https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf.
- [16] Antonio Luque and Steven Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science*. 2003.
- [17] Rui M G Castro. *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Number 0. IST Press, 2002. URL: http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf.
- [18] Filipe Pereira and Manuel Oliveira. *Curso Técnico de Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Engebook, 2^a edition, 2015.
- [19] ABB Group. Technical Application Papers No.10. Photovoltaic plants. 10(10):107, 2010. URL: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/d54672ac6e97a439c12577ce003d8d84/\\$FILE/Vol.10.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/d54672ac6e97a439c12577ce003d8d84/$FILE/Vol.10.pdf).
- [20] GREENPRO. Energia Fotovoltaica - Manual Sobre tecnologias, projeto e instalação. *Climate Change 2013 - The Physical Science Basis*, 53(9):1–30, 2004. URL: <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CB09781107415324A009>, arXiv:arXiv:1011.1669v3, doi:10.1017/CB09781107415324.004.
- [21] Martin A Green, Anita Ho-Baillie, and Henry J Snaith. The emergence of perovskite solar cells. *Nature Photonics*, 2014. URL: https://www.researchgate.net/publication/280388277_The_emergence_of_perovskite_solar_cells, doi:10.1038/nphoton.2014.134.
- [22] Alternative Energy Tutorials. Solar Cell I-V Characteristic and Solar I-V Curves, 2010. URL: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>.
- [23] Crhistiana Honsberg and Stuart Bowden. PV Module Temperature | PVEducation. URL: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/pv-module-temperature>.
- [24] R E Hanitsch, Detlef Schulz, and Udo Siegfried. Shading Effects on Output Power of Grid Connected Photovoltaic Generator Systems. URL: <http://www.cder.dz/download/upec-12.pdf>.
- [25] S Mekhilef, R Saidur, and M Kamalisarvestani. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16:2920–2925, 2012. doi:10.1016/j.rser.2012.02.012.
- [26] Winnie Lam. Official Google Blog: Should you spring clean your solar panels?, 2009. URL: <https://googleblog.blogspot.pt/2009/07/should-you-spring-clean-your-solar.html>.

- [27] Institute for Energy and Transport. Photovoltaic Geographical Information System, 2011. URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [28] NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location. URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>.
- [29] Meteonorm: Irradiation data for every place on Earth. URL: <http://www.meteonorm.com/>.
- [30] Solargis apps. URL: <http://solargis.info/>.
- [31] Robert Foster, Majid Ghassemi, and Alma Cota. Solar Energy Glossary. *Solar Energy - Renewable Energy and the Environment*, 2010. URL: https://www.phoenixcontact.com/assets/downloads_ed/global/web_dwl_promotion/52005594_BRO_Glossary_Solar_Energy_2014_DE_EN_LoRes.pdf.
- [32] Edgar Andrade. *Metodologia de implementação e avaliação de sistemas solar térmico e fotovoltaico : estudo de caso*. PhD thesis, 2012. URL: https://run.unl.pt/bitstream/10362/8743/1/Andrade_2012.pdf.
- [33] Mounting Systems GmbH. Mounting systems the base for solar power. URL: <http://www.pvxchange.com/partner/mountingsystems/documents/MountingSystemsSalesfolderEN.pdf>.
- [34] International Finance Corporation. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide. 2015. URL: https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbb54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES.
- [35] Advanced Energy. Choosing 600 or 1000 VDC in Photovoltaic Projects. 2014. URL: <http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/ApplicationNotes/ENG-600vor1000V-260-02.pdf>.
- [36] The Next Opportunity for Utility PV Cost Reductions: 1,500 Volts DC | Greentech Media. URL: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Next-Opportunity-for-Utility-PV-Cost-Reductions-1500-Volts-DC>.
- [37] Solectria. Supersizeit: How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance. 2013. URL: https://solectria.com//site/assets/files/1472/solectria_oversizing_your_array_july2013.pdf.
- [38] Jayanta Mondol. Sizing of grid-connected photovoltaic systems. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.497.7800&rep=rep1&type=pdf>.
- [39] Scott Partlin and SMA. 7 Reasons Why You Should Oversize Your PV Array, 2015. URL: <http://en.sma-sunny.com/en/7-reasons-why-you-should-oversize-your-pv-array-2/>.
- [40] B Marion, J Adelstein, K Boyle, H Hayden, B Hammond, T Fletcher, B Canada, D Narang, D Shugar, H Wenger, A Kimber, L Mitchell, G Rich, and T Townsend. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. 2005. URL: <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>.

- [41] SICES Brasil. O que é uma String Box? URL: http://www.sicesbrasil.com.br/images/doc/vari/boletim_qualidade/String_Box_R2.pdf.
- [42] José Neves Santos. Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas (BT), 2016.
- [43] José Neves Santos. TABELAS, REGRAS E DADOS DIVERSOS (Para o Dimensionamento de Canalizações Elétricas). 2009.
- [44] Dan Simpson and Patrick Byrd. Basics of Medium-Voltage for PV Power Plant AC Collection Systems. 2013. URL: http://www.eaton.com/ecm/groups/public/@pub/@electrical/documents/content/pct_429909.pdf.
- [45] Grupo Cabelte. Cabos de Energia - Média Tensão. URL: <https://cld.pt/dl/download/81f1e3da-3cac-4bbc-98aa-2e363c299b64/MediaTensao.pdf>.
- [46] Easan Drury, Paul Denholm, and Robert Margolis. The Impact of Different Economic Performance Metrics on the Perceived Value of Solar Photovoltaics. 2011. URL: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52197.pdf>.
- [47] Nguyen Van Loc. Situation Analysis of the Vietnamese Electricity Sector Indicator D IV-5: Solar power: LCOE, support mechanisms and projects LCOE of solar energy. 2014. URL: http://rls-sea.de/wp-content/uploads/2016/05/RLS_Situation-Analysis-Vietnam_2016_final.48-94.26-36.6-10.pdf.
- [48] Pham Khanh, Nguyen Anh, and Quan Minh Quoc. Investment Incentives for Renewable Energy in Southeast Asia: Case study of Viet Nam. 2012. URL: http://www.iisd.org/pdf/2013/investments_incentives_viet_nam.pdf.
- [49] Peter Cattelaens. Solar Energy in Viet Nam Market overview and the MOIT/GIZ Energy Support Programme. 2016. URL: <https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/2016-en-pep-soa-vn-iv-pv-cattelaens.pdf>.
- [50] Ministry of Industry and Trade of the Socialist Republic of Vietnam. Maps of Solar Resource Potential in Vietnam. URL: <http://dattech.com.vn/Content/uploads/files/MapsofSolarResourceandPotentialinVietnamREPORTFORPUBLISHING.pdf>.
- [51] Bloomberg. Solar Could Beat Coal to Become the Cheapest Power on Earth - Bloomberg, 2017. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-03/for-cheapest-power-on-earth-look-skyward-as-coal-falls-to-solar>.
- [52] SMA SOLAR. 1,500V technology for PV projects. URL: <http://www.sma.de/en/industrial-systems/power-plant/1500v-projects-even-more-profitable.html>.